Table sur l'électricité

Rapport final

Rapport sur les options

Decembre 1999

100-07281/

SECTION 1 ..... MANDAT ET MODE DE FONCTIONNEMENT DE LA TABLE 1

SECTION 2 PRINCIPAUX MESSAGES CLÉS ET RÉSUMÉ 2

INTRODUCTION 2

Problèmes posés et possibilités offertes au secteur de l'électricité par la politique de lutte contre le changement climatique 5

Problèmes posés par une réduction considérable des émissions de GES dans le secteur de l'électricité. 6

Occasions particulières pour l'industrie de l'électricité 7

Préoccupations des entreprises ayant une forte capacité de production à partir des combustibles fossiles 9

Préoccupations des environnementalistes 9

Résumé des mesures 10

Mesures préparatoires 10

Mesures pour atteindre un objectif de la période d'engagement 11

Tarification des émissions 12

ANALYSE DES COÛTS DE RÉDUCTION DES ÉMISSIONS AU MOYEN DU MODÈLE MARKAL .. 13

Méthode d'analyse 13

Résumé des résultats de l'analyse de la limitation des émissions de GES 14

SECTION 3 ..... APERÇU DES MESURES 18

3. *RÉGLEMENTATION PLUS EFFICACE* 20

4. *PLAN POUR LES COMBUSTIBLES FOSSILES* 21

5. *PLAN POUR L'HYDROÉLECTRICITÉ* 23

6. *PLAN POUR L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE* 24

7. *PLAN POUR LES TECHNOLOGIES ÉMERGENTES SANS ÉMISSIONS DE GES* 25

Composante de la mesure d'appui 25

Réserves et commentaires 25

MESURES DE PÉRIODE D'ENGAGEMENT 30

SECTION 4 .....MESURES PRÉPARATOIRES 34

COORDINATION AVEC LA LUTTE CONTRE LES ÉMISSIONS AUTRES QUE LES GES..... 34

1. DÉCLARATION DES ÉMISSIONS 35

Contexte 35

Mise en œuvre..... 36

Organismes responsables..... 36

Liens stratégiques avec d'autres secteurs..... 36

Coût économique pour le secteur de l'électricité..... 36

Répercussions sur le commerce international..... 36

Expériences dans d'autres pays..... 36

Conditions requises pour la mise en œuvre..... 37

Analyse : points de vue des membres de la Table..... 37

2. INFORMATION DES CONSOMMATEURS 39

Contexte 39

Mise en œuvre..... 40

Organismes responsables..... 40

Liens avec d'autres politiques..... 40

Problèmes de comptabilisation entre provinces..... 41

Coût économique pour le secteur de l'électricité..... 41

Répercussions régionales..... 41

Répercussions sur le commerce international..... 42

Expériences dans d'autres pays..... 42

Conditions requises pour la mise en œuvre..... 43

Aspects à approfondir..... 43

Analyse : points de vue des membres de la Table..... 43

3. RÉGLEMENTATION PLUS EFFICACE 45

3A) Améliorer l'efficacité de la réglementation – Projets majeurs..... 45

Contexte 45

Mise en œuvre..... 45

Organismes responsables..... 45

Coût économique pour le secteur de l'électricité..... 46

Répercussions économiques dans d'autres secteurs..... 46

Répercussions régionales..... 46

Répercussions sur le commerce international..... 46

Conditions requises pour la mise en œuvre..... 46

Examen approfondi 46

Analyse: points de vue des membres de la Table..... 49

Contexte 50

Mise en œuvre....50
Répercussions régionales....50
Analyse; points de vue des membres de la Table....50
Contexte....52
Mise en œuvre....53
Organismes responsables....53
Répercussions régionales....53
Coût économique (ou avantages) pour le secteur de l'électricité....53
Répercussions sur le commerce international....53
Conditions requises pour la mise en œuvre....54
Analyse; points de vue des membres de la Table....54
4. PLAN POUR LES COMBUSTIBLES FOSSILES....56
Contexte....56
Méthane de houillère (MH), récupération assistée du pétrole (RAP), réservoirs de gaz et aquifères au Canada....57
Notes concernant le tableau 1 :....60
Mise en œuvre....61
Organismes responsables....61
Coût économique pour le secteur de l'électricité....61
Répercussions économiques dans d'autres secteurs....62
Répercussions régionales....62
Expériences dans d'autres pays....62
Conditions requises pour la mise en œuvre....63
Aspects à approfondir....63
Analyse; points de vue des membres de la Table....63
Contexte....65
Mise en œuvre....65
Répercussions dans d'autres secteurs....65
Répercussions régionales....65
Coût économique pour le secteur de l'électricité....65
Répercussions économiques dans d'autres secteurs....66
Répercussions sur le commerce international....66
Analyse; points de vue des membres de la Table....66
5. PLAN POUR L'HYDROÉLECTRICITÉ....67
Contexte....67
Mise en œuvre....67
Organismes responsables....68
Coût économique pour le secteur de l'électricité....68
Répercussions économiques dans d'autres secteurs....68
Répercussions régionales....68

Répercussions sur le commerce international....68
Conditions requises pour la mise en œuvre....68
Analyse; points de vue des membres de la Table....69
6. PLAN POUR L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE....71
Contexte....71
Mise en œuvre....71
Organismes responsables....72
Coût économique pour le secteur de l'électricité....72
Répercussions économiques dans d'autres secteurs....72
Répercussions régionales....72
Répercussions sur le commerce international....72
Expériences dans d'autres pays....72
Conditions requises pour la mise en œuvre....72
Analyse....73
Points de vue des membres de la Table....73
7. PLAN POUR LES TECHNOLOGIES ÉMERGENTES SANS ÉMISSIONS DE GES....75
Contexte....77
Organismes responsables....77
Liens stratégiques avec d'autres secteurs....77
Coût économique pour le secteur de l'électricité....77
Répercussions économiques dans d'autres secteurs....78
Répercussions régionales....78
Répercussions sur le commerce international....78
Expériences dans d'autres pays....78
Conditions requises pour la mise en œuvre....78
Analyse; points de vue des membres de la Table....79
Contexte....80
Mise en œuvre....80
Coût économique pour le secteur de l'électricité....80
Répercussions économiques dans d'autres secteurs....80
Expériences dans d'autres pays....80
Conditions requises pour la mise en œuvre....81
Analyse; points de vue des membres de la Table....81
7C) Crédits à la production....82
Contexte....82
Liens stratégiques avec d'autres secteurs....82
Coût économique pour le secteur de l'électricité....82
Répercussions économiques dans d'autres secteurs....82
Répercussions régionales....83

Expériences dans d'autres pays 83
Aspects à approfondir 83
Analyse; points de vue des membres de la Table 83
7D) Remise sur l'électricité verte produite à l'aide de technologies émergentes et facturée au consommateur à un prix de prestige 85
Contexte 85
Mise en œuvre 85
Organismes responsables 85
Coût économique pour le secteur de l'électricité 86
Expériences dans d'autres pays 86
Conditions requises pour la mise en œuvre 87
Analyse; points de vue des membres de la Table 87
7E) Quota de production ou norme de portefeuille (pourcentage faible) 89
Contexte 89
Mise en œuvre 89
Organismes responsables 90
Liens stratégiques avec d'autres secteurs 90
Coût économique pour le secteur de l'électricité 90
Répercussions économiques dans d'autres secteurs 90
Répercussions régionales 90
Expériences dans d'autres pays 90
Conditions requises pour la mise en œuvre 91
Analyse; points de vue des membres de la Table 91
7F) Comptage net de l'électricité produite à l'aide de petits systèmes à émissions faibles ou nulles 93
Contexte 93
Mise en œuvre 93
Liens stratégiques avec d'autres secteurs 93
Coût économique pour le secteur de l'électricité 94
Répercussions économiques dans d'autres secteurs 94
Répercussions régionales 94
Expériences dans d'autres pays/obstacles à la mise en œuvre 94
Analyse; points de vue des membres de la Table 95
8. R-D-D SUR LES OPTIONS À LONG TERME 97
Contexte 97
Mise en œuvre 97
Organismes responsables 97
Liens stratégiques avec d'autres secteurs 98
Coût économique pour le secteur de l'électricité 98

Répercussions économiques dans d'autres secteurs 98
Répercussions régionales 98
Expériences dans d'autres pays 98
Analyse; points de vue des membres de la Table 99
9. DIVERS 100
9A) Supprimer les obstacles fiscaux à l'investissement dans les technologies de production à émissions de GES faibles ou nulles, afin de les rendre plus compétitives 100
Contexte 100
Période de mise en œuvre 101
Coût économique pour le secteur de l'électricité 102
Répercussions économiques dans d'autres secteurs 102
Répercussions régionales 102
Répercussions sur le commerce international 102
Expériences dans d'autres pays 102
Conditions requises pour la mise en œuvre 102
Analyse; points de vue de la Table 102
Analyse; points de vue des membres de la Table et des intervenants 104
Contexte 105
Organismes responsables 106
Liens stratégiques avec d'autres secteurs 106
Coût économique pour le secteur de l'électricité 106
Analyse; points de vue des membres de la Table 106
Contexte 107
Perspectives en ce qui concerne cette mesure 108
Justification des promoteurs de la mesure 108
Perspective des opposants 109
Mise en œuvre 110
Organismes responsables 110
Coût économique pour le secteur de l'électricité 111
Répercussions économiques dans d'autres secteurs 112
Répercussions régionales 112
Répercussions sur le commerce international 112
Expérience dans d'autres pays 113
Aspects à approfondir 113
Points de vue des membres de la Table 113
SECTION 5 ..... MESURES DE PÉRIODE D'ENGAGEMENT 115

MESURES VISANT DES RÉDUCTIONS IMPORTANTES AVANT UNE PÉRIODE D'ENGAGEMENT 115

Crédits pour mesures hâtives *115*

MESURES DE PÉRIODE D'ENGAGEMENT 116

Tarification des émissions dans une période d'engagement définie dans le cadre du Protocole de Kyoto *116*

Système d'échange d'émissions *116*

Taxe ou redevance sur les GES *116*

Mise en œuvre 116

Organismes responsables 117

Liens stratégiques avec d'autres secteurs 117

Coût économique pour le secteur de l'électricité 117

Coût économique pour d'autres secteurs 118

Répercussions régionales 118

Répercussions sur le commerce international 118

Conditions requises pour la mise en œuvre 118

Aspects à approfondir 118

Analyse; points de vue des membres de la Table 119

Normes relatives au portefeuille énergétique 119

Mise en œuvre 119

Organismes responsables 119

Coût économique pour le secteur de l'électricité 119

Coût économique pour d'autres secteurs 120

Répercussions régionales 120

Répercussions sur le commerce international 120

Expériences dans d'autres pays 120

Conditions requises pour la mise en œuvre 121

Analyse; points de vue des membres de la Table 121

ANNEXE A – MESURES RENVOYÉES À D'AUTRES TABLES 122

PROPOSITION DE MESURE D'APPLICATION RAPIDE : 125

AIDE FINANCIÈRE AUX NOUVELLES TECHNOLOGIES DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ À FAIBLES ÉMISSIONS DE GES 125

Noms et adresses des personnes-ressources qui parrainent l'initiative *128*

Proposition de mesure d'application rapide : *131*

Calendrier de mise en œuvre 132

Détermination des principaux risques ou obstacles 132

Détermination des coûts 132

ANNEXE B - RÉSULTATS DE LA MODÉLISATION 137

PROCÉDURE : 137

Structure du modèle E-MARKAL : *137*

Avantages de cette approche *138*

Scénarios et sensibilités *139*

Figure B-2 ..... *141*

Principaux résultats *143*

Scénario de référence sans limitation des émissions *: Dans le scénario de référence (« RNCan »), en supposant qu'il n'y a pas de limitation des émissions, la demande continue de croître, pour s'établir à 644 TWh, et les émissions de CO_2 atteignent 118 Mt en 2010. Toutefois, la composition du parc électrogène change. En particulier, même sans limitation des GES, le gaz naturel occupe une place croissante dans les nouvelles centrales jusqu'en 2020. La production d'électricité d'origine nucléaire diminue légèrement dans la mesure où les centrales sont mises hors service sans être remplacées pour des raisons économiques. (Dans le scénario de référence et dans d'autres scénarios, on a fait tourner le modèle en supposant qu'aucune nouvelle centrale nucléaire n'était mise en service avant 2020, pour des raisons de conformité avec les prévisions de RNCan jusqu'en 2020, sur lesquelles s'appuie le scénario de référence. Dans ces prévisions, aucune nouvelle centrale nucléaire n'est construite avant 2020.) La production* 143

d'électricité à partir de charbon et de mazout diminue également à un rythme accéléré à mesure que les centrales sont mises hors service. 144

ANNEXE C – AUTRES IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX 156

INTRODUCTION 156

CADRE D'ÉVALUATION 158

Émissions atmosphériques 159

Autres catégories d'impact 165

ÉVALUATION DES IMPACTS 167

Émissions atmosphériques 167

Autres impacts 170

Inondation 171

Autres impacts sur les terres 171

Débit et qualité de l'eau 171

Impacts sur les collectivités 172

IMPACTS DES CHANGEMENTS DE COMPOSITION DU PARC ÉLECTROGÈNE DANS LE CADRE DES DIFFÉRENTS SCÉNARIOS 174

Tableau C-8 ..... *179*

AUTRES IMPACTS 185

RÉSUMÉS DES IMPACTS DE CERTAINS PROJETS HYDROÉLECTRIQUES 187

PROJET PEACE, SITE C (BC HYDRO) (900 MW) 189

Inondation et autres impacts *189*

Impacts sur les ressources *189*

EXTENSION DE WANETA (BC HYDRO) (380 MW) 191
EXTENSION DE BRILLIANT (BC HYDRO) (150 MW) 192
PROJET RAPIDS/WINTEGO (SASKSPOWER) (330 MW) 193
Impacts sur les ressources *195*
MANITOBA HYDRO 196
HYDRO-QUÉBEC 197
ANNEXE D - LISTE DES MEMBRES DE LA TABLE ET 198
DES CONSULTANTS 198
PRÉSIDENT(S) *198*
GOUVERNEMENTS *198*
ENTREPRISES DE SERVICES PUBLICS *199*
PRODUCTEURS D'ÉLECTRICITÉ INDÉPENDANTS et ENTREPRISES D'EXPLOITATION DES ÉNERGIES RENOUVELABLES *200*
ORGANISATIONS ENVIRONNEMENTALES *201*
AUTRES EXPERTS *201*
OBSERVATEURS GOUVERNEMENTAUX/PERSONNES-RESSOURCES *202*
CONSULTANTS *202*
SECRETARIAT DE LA TABLE *203*

Section 1 Mandat et mode de fonctionnement de la Table

Le Processus national sur le changement climatique a été créé aux lendemains de la Conférence de Kyoto de décembre 1997, à la demande des premiers ministres de niveau fédéral, provincial et territorial, afin d'aider le Canada à gérer les enjeux du changement climatique et du Protocole de Kyoto. L'objectif du Processus était d'amener les gouvernements et les intervenants à évaluer les répercussions socio-économiques des mesures de mise en œ uvre du Protocole de Kyoto, à se préparer en vue de négociations internationales permanentes concernant cette mise en œ uvre , à élaborer des mesures immédiates qui pourraient être prises pour réduire les émissions et à définir des mesures à plus long terme pouvant permettre des réductions soutenues des émissions, dans le cadre d'une stratégie nationale de mise en œ uvre en plusieurs étapes. (Processus national sur le changement climatique du Canada, 9 avril 1998.)

Afin de réaliser ces objectifs, seize tables de concertation ont été créées. La Table de l'électricité s'est surtout penchée sur la production d'électricité, mais elle a également abordé les aspects du transport et de la distribution, afin d'évaluer la contribution que les industries de l'électricité et de la cogénération, y compris l'industrie des énergies renouvelables, pouvaient apporter pour réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES). La Table est composée de 28 membres qui se répartissent comme suit : 2 coprésidents indépendants; 5 représentants des gouvernements (1 fédéral, 4 provinciaux); 8 représentants des entreprises de services publics; 4 membres provenant d'entreprises indépendantes (producteurs d'électricité de source renouvelable , producteurs privés d'électricité et négociants de gaz); 3 membres provenant d'organisations environnementales; 2 représentants des fabricants d'équipements, et 4 membres représentant respectivement les producteurs de charbon, les services publics de distribution, une association de l'électricité et le milieu universitaire. Une liste complète des participants à la Table figure à l'annexe D.

Le travail de la Table de l'électricité s'est déroulé en trois phases. Dans une première phase, la Table a établi son cadre de référence, produit un document de base et planifié son travail d'analyse. La deuxième phase a été consacrée à la collecte de données et à l'analyse de courbes de coûts, travail qui a été mené en collaboration avec un modélisateur et des consultants. Lors de la troisième phase, les membres de la Table ont examiné les résultats du travail analytique et élaboré des mesures pouvant soit amener des réductions des émissions avant la période d'engagement définie dans le cadre du Protocole de Kyoto, soit aider le Canada à atteindre les objectifs de réduction des émissions pendant la période d'engagement et au-delà. Le présent rapport final sur les options est le résultat de ces délibérations.

Diverses approches étaient représentées au sein de la table et il n'a pas été possible d'atteindre un consensus sur toutes les mesures. Cependant, avec certaines réserves, la Table s'entend pour appuyer un grand nombre de ces mesures. Le présent rapport tente de refléter le plus fidèlement possible les points de vue de la Table.

Section 2 Principaux Messages clés et résumé

Introduction

La limitation des émissions de GES à l'échelle planétaire et au Canada entraînera des coûts, mais elle ouvrira aussi également des perspectives à l'industrie canadienne de l'électricité. Les entreprises, en effet, devront en effet se tourner vers des technologies plus coûteuses pour réduire les émissions. Des prix de l'électricité plus élevés pourraient avoir des répercussions négatives ou positives sur le commerce canadien de l'électricité avec les États-Unis, selon la le développement des politiques américaines que les États-Unis adopteront en matière de sur les changements climatiques. Une hausse des prix de l'électricité pourrait également se traduire par une augmentation du volume des exportations vers les États-Unis. Étant donné que les gains financiers sont associés à l'emploi de sources d'énergie peu ou non pas polluantes, comme les centrales hydroélectriques, les centrales nucléaires et les sources émergentes non productrices de GES, tandis que les coûts sont liés essentiellement au charbon, le défi consistera donc, en partie, à concevoir des mécanismes pour répartir lesde répartitions des coûts et bénéficesles avantages d'une manière qui soient non seulement perçuse comme équitables, mais qui soient véritablement équitables.

La politique de lutte contre les changements climatiques n'est qu'un élément parmi les des nombreux changements et incertitudes qui préoccupent le secteur canadien de l'électricité. Cette industrie traverse actuellement une période de restructuration profonde, en raison de l'introduction de la concurrence dans de nombreux marchés nord-américains. L'industrie doit également composer avec de nouvelles normes et une révision de la réglementation en matière d'environnement. Étant donné que le parc de production en place est encore loin, dans l'ensemble, d'avoir atteint la fin de sa durée économique et que, pour certains types de nouvelles centrales, les délais d'approbation et de construction sont assez longs, il est important que la politique de lutte contre le changement climatique prenne en considération la situation actuelle et les perspectives de l'industrie, tienne compte de la longueur des délais nécessaires à la mise en œ uvre des décisions concernant la production et soit intégrée à d'autres mesures stratégiques qui influeront sur l'industrie.

La Table de l'électricité a procédé à une analyse détaillée et systématique des changements à apporter au parc de production d'électricité afin de réduire au moindre coût les émissions de GES dans ce secteur d'activité. Cette analyse l'a amenée à se concentrer sur deux types de mesures :

- ***Des Mesures préparatoires*** — Ce sont des mesures qui pourraient être mises en œ uvre d'ici un ou deux ans. La Table s'est surtout employée à définir des mesures pouvant contribuer à développer desla disponibilité de technologies à moindre coût et peu polluantes qui seraient déployées au cours d'une période dite d'engagement utilisées lors de la période subséquente . Elle a ainsi conçu une ou deux mesures pour chaque grand type de centralesource de production.
- ***Mesures de période d'engagement*** Des mesures pour la période de mise en œ uvre du Protocole de Kyoto— La Table a établi que la tarification des émissions constitue la méthode de moindre coût la plus efficace pour permettre à l'industrie de respecter des engagements de réductionune exigence donnée. Elle ne s'est pas penchée sur la

question de la répartitionl'allocation initiale des droits d'émission, qui constitue un aspect fondamental de la leur tarification des émissions.

Dans son analyse quantitative, la Table s'est limitée confinée au secteur de l'offre l'approvisionnement en électricité et s'est attachée à déterminer le coût des modifications requises au . Elle a tâché principalement de déterminer combien il en coûterait pour modifier le parc de production dans le sens d'une réductionpour réduire les des émissions. Elle ne s'est pas intéressée à l'impact global de la mise en œ uvre du Protocole de Kyoto sur le secteur de l'électricité, jugeant que cette question relevait plutôt du mandat ce mandat relevant plutôt de la Table de sur l'analyse et de la modélisation et de son travail de synthèse. Elle n'a pas non plus considéré les effets, sur les autres secteurs de l'économie, d'une augmentation des coûts de production de l'électricité en vue de réduire les émissions, ou les effets sur les économies d'énergie, les mesures proposées par les autres secteurs quant à la demande ou l'offre d'électricité de mesures considérées par d'autres secteurs, ni les effets du changement climatique sur des les sources de production électrique d'électricité potentielles. Un grand nombre de ces effets sont examinés par d'autres tables Tables et il devra également en être tenu compte dans le travail de synthèse. dans l'analyse récapitulative.

Compte tenu de son mandat, la Table s'en est largement tenue aux prévisions du modèle analyses basées sur les perspectives de RNCan d'ici à 2020. Toutefois, en réponse à desaux préoccupations exprimées par certains membres de la Table, nous avons également effectué certaines analyses basées sur une analyse limitée a été effectuée avec des scénarios correspondant à une demande d'électricité et des prix du gaz naturel plus élevés.

Aucune mesure ne vise à abaisser réduire les normes environnementales ou à contourner les exigences d'un processus équitable ni la tenue de de la loi et les consultations publiques utilessignificatives.

Dans les pages qui suivent, la Table livre des principaux messages clés sur la situation actuelle de l'industrie, les problèmes qui se poseraient et les possibilités qui s'offriraient à elle dans un contexte de limitation des émissions de carbonecarboniques; elle aborde des questions de politiques générales expose de grandes questions de principe et un certain nombre de préoccupations partagées exprimées par les personnes qui seraient les plus touchées par la limitation des émissions de GES. D'autres renseignements et un survol de l'analyse technique qu'elle a effectuée sont fournis en annexe.

Principaux Messages clés

Les mesures relatives aux changements climatiques à prendre dans le secteur de l'électricité doivent tenir compte de la situation actuelle dans ce secteur

La capacité de production actuelle du Canada se présente comme suit :

- Puissance installée totale d'environ 112 606 MW, dont
  - 31 000 MW (c.-à-d. 28 % de la puissance installée totale) fournis par des centrales à combustibles fossiles, dont 18 000 MW par des centrales à charbon.
  - Durée de vie restante des centrales à combustibles fossiles s'échelonnant de moins de cinq ans à plus de 35 ans.

L'incertitude entourant la croissance de la demande d'électricité découle de deux facteurs : croissance incertaine de l'économie et évolution des rapports entre la demande d'électricité et l'activité économique. En raison de ces facteurs combinés, il n'est pas possible de déterminer avec certitude le coût des mesures qui permettront d'atteindre tel ou tel niveau d'émissions globales; en effet, le taux de croissance de la demande influe sur la puissance installée totale requise et représente donc un facteur déterminant dans l'évaluation du problème que pose la réduction des émissions. Cette incertitude existe dans la plupart des secteurs de l'économie, mais elle est particulièrement marquée dans l'industrie de l'électricité, à cause de la longueur des délais nécessaires à la construction de certains types de nouvelles centrales. La structure de l'industrie de l'approvisionnement l'offre en électricité a changé considérablement depuis l'époque où les entreprises de services publics ont planifié et augmenté la capacité de production en place. Les facteurs suivants ont joué :

- Nouvelles technologies et options disponibles, telles que :
  - Progrès des techniques de production d'électricité à partir du gaz naturel : turbines, piles à combustible, micro-turbines;
  - Progrès de la technologie des éoliennes;
  - Progrès prévu des techniques de combustion.
- Moratoire sur la construction de nouvelles centrales nucléaires.
- Restrictions considérables imposées aux nouveaux grands projets hydroélectriques.
- Variations des prix des combustibles fossiles — compétitivité et volatilité des prix du gaz naturel.
- Déréglementation de la production de l'électricité en Alberta et en Ontario, de même qu'aux États-Unis. Possibilité de déréglementation dans d'autres provinces ou territoires, avec introduction de la concurrence dans les marchés de gros ou de détail. En conséquence, les consommateurs vont s'attendre à une baisse des prix de l'électricité et à un choix en ce qui concerne la source de l'électricité qu'ils achètent. Le choix des nouvelles installations de production sera dicté par ce marché concurrentiel.
- On assistera à un resserrement des liens entre les marchés de gros et les marchés adjacents des États-Unis. La concurrence entre les provinces et les États-Unis deviendra un facteur de plus en plus important.
- Des liens continueront de se former entre le marché du gaz naturel nord-américain et le marché de gros de l'électricité, devenu concurrentiel.
- Nouveaux joueurs :
  - Au moyen de la cogénération et d'autres formes de distribution de la puissance, un grand nombre de consommateurs du secteur industriel vont satisfaire eux-mêmes leurs besoins en électricité et vendre leur excédent sur le marché.
  - Des joueurs étrangers entreront en scène après que la réglementation aura été clarifiée, si elle l'est.

- Ces facteurs entraîneront une diminution de la part de marché de nombreux participants établis.

Les normes environnementales se resserrent également, les émissions de SO_2, de NOx, de particules (PM) et de mercure étant maintenant limitées de façon plus stricte. Les effets cumulatifs, la chaleur résiduelle et les effets sur la migration du poisson suscitent de plus en plus de préoccupations, tout comme la nature transfrontalière d'un grand nombre de problèmes de pollution (surtout dans l'Est). La question du nucléaire demeure controversée. Pour toutes ces raisons :

- À cause du resserrement probable des normes, il faudra investir des sommes considérables pour implanter des dispositifs anti-pollution dans les centrales à charbon et à mazout, ou encore convertir des centrales à gaz naturel.
- Les grands projets hydroélectriques sont soumis à un examen de plus en plus serré de leurs effets environnementaux et sociaux.
- Les centrales nucléaires en place sont soumises à des exigences réglementaires de toutes sortes, dont la complexité augmente constamment.

Finalement, il y a toute l'incertitude entourant la politique internationale et la politique canadienne en matière de changement climatique.

En ce qui concerne la production d'électricité, le défi consiste à prendre des décisions d'investissement judicieuses pour parer à la croissance de la demande et remplacer les équipements désuets malgré la foule d'incertitudes entourant les technologies, les coûts des sources d'énergie, la demande et la politique globale. Étant donné l'ampleur des investissements et la longue durée de vie utile des équipements de production, il est très coûteux de se conformer à de nouvelles normes après que les centrales ont été construites, ou de modifier rapidement la composition du parc de production. Aussi, est-il souhaitable sur le plan social de bien clarifier les objectifs et les politiques en matière d'environnement et de GES qui influent sur la situation actuelle et future de l'industrie de l'électricité. Une telle clarification est nécessaire à la fois pour amener les entreprises d'électricité à prendre des décisions efficaces et par mesure d'équité à l'égard des consommateurs et des investisseurs qui doivent supporter le coût des changements. Comme le secteur de l'électricité est concurrentiel, il faut donner à la politique suffisamment de clarté et de stabilité pour éviter de limiter les investissements ou d'augmenter le coût de l'électricité. Les décisions prises sur d'autres questions de pollution doivent être harmonisées avec celles qui concernent le changement climatique.

Problèmes posés et possibilités offertes au secteur de l'électricité par la politique de lutte contre le changement climatique

Le fait de limiter les émissions de GES au Canada et à l'échelle planétaire est à la fois coûteux et avantageux pour le secteur canadien de l'électricité.

Les entreprises, en effet, devront se tourner vers des technologies plus coûteuses pour réduire les émissions. Des prix de l'électricité plus élevés pourraient avoir des répercussions négatives ou positives sur le commerce canadien de l'électricité avec les États-Unis, selon la politique que les États-Unis adopteront en matière de changement climatique. Étant donné que les gains financiers sont associés à l'emploi de sources

d'énergie peu ou non polluantes, comme les centrales hydroélectriques, les centrales nucléaires et les sources émergentes non productrices de GES, tandis que les coûts sont liés essentiellement au charbon, le défi consistera donc, en partie, à concevoir des mécanismes pour répartir lesde répartitions des coûts et les avantages coûts et bénéficesd'une manière qui soit non seulement perçue comme équitable, mais qui soit véritablement équitable.

Problèmes posés par une réduction considérable des émissions de GES dans le secteur de l'électricité.

Les coûts associés à l'adoption de techniques de réduction des émissions à moyen et à long terme sont de deux ordres. On peut, en effet :

- Choisir des modes de production plus coûteux mais moins polluants, en se servant des technologies existantes.
- Investir dans la recherche-développement-démonstration (RDD) pour développer des technologies moins coûteuses, peu ou pas polluantes, qui pourraient être adoptées.

Le fait de réduire les émissions plus tôt augmente le coût de réduction des émissions par tonne de CO_2 s'il faut abandonner des équipements polluants avant la fin de leur vie économique ou si la RDD nous permettra de disposer de technologies moins coûteuses et non polluantes. Par ailleurs, lorsqu'il faut construire de nouvelles installations pour répondre à une augmentation de la demande ou remplacer des équipements parvenus au terme de leur vie utile, l'occasion s'offre de choisir des modes de production peu polluants ou sans émissions.

Les sommes considérables actuellement investies dans des mines de charbon et dans des centrales à charbon représentent un énorme coût irrécupérable dans l'infrastructure en place. Le retrait prématuré de centrales à charbon pour les remplacer par des équipements moins polluants se traduirait par la nécessité d'investir massivement dans de nouveaux équipements de production plus tôt que ce ne serait le cas autrement. Cet investissement prématuré imposerait un fardeau aux consommateurs, aux contribuables ou aux actionnaires, puisqu'il faudrait recouvrer le coût différentiel du remplacement des centrales existantes, c'est-à-dire payer pour l'électricité produite par les nouvelles centrales en plus de la valeur restante des équipements à charbon retirés prématurément.

La construction de centrales hydroélectriques se heurte à un certain nombre d'incertitudes qui pourraient limiter la disponibilité de cette ressource pour la réduction des émissions de GES : réglementation, acceptabilité publique, relations avec les Premières nations, risques commerciaux associés à la longueur des délais, longue durée de vie, intensité capitalistique et besoin d'augmenter la capacité de transport.

Même dans un scénario de maintien du statu quo (c.-à-d. le scénario de référence de RNCan en l'absence de limitation des émissions de GES), on présume qu'une grande partie des nouveaux approvisionnements sera constituée de centrales hydroélectriques à faible taux d'émissions. Renoncer à construire les nouvelles centrales hydroélectriques prévues entraînerait une augmentation considérable des émissions de GES.

La technologie éolienne est à l'heure actuelle plus coûteuse que les grandes technologies de production existantes. Elle exige également des investissements initiaux considérables

par unité de capacité utile. Il n'existe actuellement au Canada ni l'expertise ni les ressources nécessaires pour mettre en valeur l'énergie éolienne et développer d'autres technologies émergentes non polluantes, suffisamment pour fournir les volumes envisagés dans les scénarios de réduction des émissions de GES. Le potentiel de réduction des coûts tient aux économies d'échelle possibles aux chapitres du développement, du financement et de la fabrication, qui exigent une augmentation de la part de marché de ces technologies.

L'énergie nucléaire, qui constitue une importante source non émettrice de GES exigeant des mises de fonds initiales considérables par unité de capacité utile, voit son développement constamment ralenti par la question de l'acceptabilité publique. L'avenir de quelques-unes des centrales nucléaires qui existent en Ontario est incertain (Bruce-A, en particulier). Or, ces unités contribuent dans une large mesure à la limitation des émissions de GES.

En l'absence de limitation des émissions de GES, les centrales à charbon pourraient être parmi les installations les moins coûteuses disponibles dans certaines régions du Canada à long terme. Cependant, pour que le charbon demeure envisageable dans la période d'engagement, il faudrait que les coûts de capture et de stockage géologique du CO_2 ou les coûts de la nouvelle technologie limitant les émissions du charbon diminuent par rapport à leurs niveaux prévus, ou que les prix du gaz naturel augmentent.

En ce qui concerne les techniques de capture du CO_2, il faudrait que les réductions de coût et les travaux de démonstration jouent un rôle important pendant la période d'engagement.

Finalement, les augmentations majeures de la capacité de production/de transport exigent de longs délais et il est nécessaire d'améliorer l'accès aux réseaux de transport, tout en faisant en sorte que cet accès soit acceptable des points de vue environnemental et social, pour le rendre compatible avec les plans de production.

Occasions particulières pour l'industrie de l'électricité

Les centrales hydroélectriques et nucléaires existantes devraient bénéficier de la préférence accordée aux sources d'énergie non polluantes dans un contexte de limitation des émissions de GES. La capacité du secteur de l'électricité de continuer à développer des techniques de production efficaces, peu coûteuses et non polluantes permet d'espérer une augmentation des rendements dans un contexte de limitation des émissions de GES.

De nouvelles centrales à faible taux d'émissions permettraient d'augmenter la part de l'électricité dans les approvisionnements énergétiques primaires et secondaires au Canada, en plus d'une augmentation des exportations de CO_2 vers les États-Unis.

De nouvelles techniques de capture peu coûteuses pourraient avoir des applications importantes non seulement au Canada, mais aussi dans d'autres pays qui demeureront probablement tributaires du charbon, comme la Chine et l'Inde.

Les mesures prises pour réduire les émissions de GES pourront également servir à lutter contre d'autres types d'émissions.

Grandes questions de principe répertoriées par la Table

Les décideurs canadiens font face à un dilemme : Le changement climatique est une question qui se pose à l'échelle planétaire et à long terme; il exige des changements majeurs dans les technologies ou les habitudes de consommation, changements dont les effets prennent beaucoup de temps à se faire sentir. D'où l'urgence d'une intervention internationale immédiate en matière de changement climatique, même si les mesures hâtives que nous prendrons devront s'accompagner d'une gestion des risques.

- Cela suppose des choix en ce qui concerne les investissements dans diverses technologies, qui détermineront pendant de nombreuses années l'intensité des émissions d'un équipement dont la durée de vie est relativement longue (p. ex., 40 ans dans le cas d'une centrale à charbon). Aussi, pour limiter le plus possible les coûts de limitation des émissions de GES, les mesures prises aujourd'hui doivent-elles tenir compte des contraintes qui s'exerceront demain.
- Cependant, nous ne savons pas avec certitude quelles seront la sévérité de ces contraintes ni l'ampleur des efforts à consentir pour réduire les émissions au Canada.

Les données scientifiques disponibles justifient une action à l'échelle planétaire, ne serait-ce que pour gérer le risque avec prudence, mais l'ampleur de l'intervention et le moment où elle aura lieu demeurent des points d'interrogation, car les opinions varient sur la nature des mesures à prendre et que l'on ignore si la communauté internationale pourra s'engager dans une action commune.

Même s'il compte parmi les pays qui génèrent le plus d'émissions par habitant, le Canada ne représente que 2 % des émissions totales de la planète. Donc, toute action du Canada ne se justifie au plan économique que dans la mesure où elle s'inscrit dans une démarche globale pour réduire les émissions.

Les décideurs canadiens se trouvent devant le dilemme suivant : d'un côté, ils comptent sur une action internationale dont la mise en œ uvre est incertaine; de l'autre, ils savent l'urgente nécessité de préparer le terrain pour commencer à réduire les émissions et de clarifier la politique à mettre en œ uvre pour réaliser ces réductions.

La solution canadienne à ce problème est essentiellement une question de gestion du risque politique au milieu des incertitudes qui entourent une éventuelle action internationale. Il est donc urgent d'adopter une approche qui nous permettra d'accroître les efforts au fur et à mesure que les engagements internationaux se matérialiseront.

En l'absence d'une entente sur la réponse qu'il convient d'apporter à ce dilemme stratégique, il est difficile d'arriver à un accord sur le calendrier, la nature et la portée des mesures à prendre. Parmi les membres de la Table, les opinions diffèrent quant au degré d'intervention à court terme. Pour certains, les réductions d'émissions exigées par le Protocole de Kyoto ne sont que la première étape d'une réduction beaucoup plus considérable à opérer à long terme. Ils estiment important de commencer immédiatement à adopter des mesures qui permettront au Canada d'atteindre son objectif de Kyoto.

Aux yeux d'autres membres, un départ hâtif devrait s'inscrire dans une démarche progressive dans laquelle on commencerait à réduire les émissions plus tôt pour atteindre l'objectif de Kyoto, ou dans laquelle une éventuelle augmentation des efforts dépendrait

des mesures prises par les partenaires commerciaux et les compétiteurs du Canada. À leur avis, l'objectif de Kyoto représente un pas relativement grand à franchir qui rend les gouvernements hésitants à ratifier le Protocole et qui compromet les chances de voir la communauté internationale s'entendre rapidement sur une politique de lutte contre le changement climatique. En outre, ils estiment que si les pays s'entendaient rapidement sur une politique réaliste, les mesures de réduction des émissions seraient à la fois plus certaines et moins coûteuses.

Comme l'incertitude entourant la politique internationale constitue un risque inhérent sur lequel le Canada n'a aucune prise, la politique canadienne devrait être conçue en fonction de ce risque dans le contexte des mesures prises à l'étranger et des autres risques et changements auxquels s'exposeraient l'économie et la société canadiennes.

Comme, aux États-Unis, le secteur de l'électricité consomme beaucoup plus de combustibles fossiles[1], notre voisin du Sud pourrait bien concevoir une approche sectorielle différente de celle du Canada. Une telle démarche serait lourde de conséquences sur le plan commercial, à la fois négatives (risques) et positives (ouverture de possibilités). Étant donné l'importance du commerce de l'électricité et d'autres sources d'énergie entre le Canada et les États-Unis, il est important pour les deux pays d'adopter une approche concertée et des politiques compatibles en matière de changement climatique.

Préoccupations des entreprises ayant une forte capacité de production à partir des combustibles fossiles

Les entreprises ayant une forte capacité de production à partir des combustibles fossiles craignent que l'on impose aux centrales à charbon une part disproportionnée du fardeau des réductions pour la seule raison que le charbon est le combustible le plus riche en carbone et que, par conséquent, la diminution de la consommation de charbon constitue nécessairement la moins coûteuse des méthodes de réduction des émissions, sans une analyse économique approfondie des solutions les plus rentables à l'échelle de l'économie et à l'échelle internationale. On s'inquiète également que des mesures visant à réduire la consommation de charbon d'ici à 2010 se révèlent des solutions à courte vue et coûteuses à long terme, puisque le monde continuera à utiliser des combustibles fossiles. Finalement, ces producteurs appréhendent une ingérence du gouvernement sur les marchés concurrentiels par des interventions spécifiques, comme subventionner le transport de l'électricité ou fournir des garanties d'emprunt ou d'autres formes de subsides pour financer des projets particuliers plutôt que de recourir aux instruments de la politique générale.

Préoccupations des environnementalistes

Toutes les mesures proposées dans le présent rapport doivent satisfaire les critères d'acceptabilité et de durabilité des points de vue environnemental et social, y compris les voies légales régulières la tenue d'un processus équitable, les de consultations publiques utiles significatives et l'application uniforme et rigoureuse des lois sur l'environnement.

---

[1] *On observe une grande différence dans la part des combustibles fossiles dans la production d'électricité :60 % de charbon aux É.-U., contre moins de 20 % au Canada; 54 % des émissions provenant de la production d'électricité aux É.-U., contre 17 % au Canada.*

La mise en œ uvre de toute forme de technologie de production d'électricité devrait satisfaire ces critères.

Les représentants des groupes de défense de l'environnement présents à la Table estiment que l'utilisation du nucléaire pour répondre au défi du changement climatique pose des risques inacceptables pour la santé et la sécurité humaines, en plus du risque à long terme de contamination radioactive des systèmes écologiques. En conséquence, ils recommandent que le gouvernement ne retienne pas cette option.

Certains environnementalistes présents à la Table pensent que la plupart des grandes centrales hydroélectriques ont des impacts environnementaux et/ou sociaux importants qui les rendent inacceptables. Ils ne considèrent donc pas les grandes centrales hydroélectriques comme une solution au problème du changement climatique. D'autres environnementalistes estiment qu'une utilisation accrue de l'hydroélectricité pourrait aider les gouvernements à s'acquitter de leurs engagements en matière de changement climatique.

Résumé des mesures

Le groupe de mesures proposé par la Table de l'électricité est conçu en fonction de ce dilemme qui se pose aux décideurs : l'incertitude qui entoure la politique de lutte contre le changement climatique à l'échelle internationale et l'urgente nécessité de préparer le terrain en vue de commencer à réduire les émissions et de clarifier la politique à mettre en œ uvre pour concrétiser ces réductions.

Les mesures que la Table a recensées pour atteindre des réductions appréciables sont divisées en deux catégories :

- Un groupe de mesures préparatoires visant à augmenter les chances de disposer de techniques de production à émissions faibles ou nulles, relativement peu coûteuses, pendant la période d'engagement.
- Des mesures pour atteindre un objectif au cours de la période d'engagement :
  - Mesures permettant d'atteindre des réductions appréciables avant la période d'engagement, donc pour obtenir des résultats rapides; elles s'inscrivent dans une approche progressive de la réduction des émissions;
  - Mesures de période d'engagement Des mesures pour la période de mise en œ uvre du Protocole de Kyoto conçues pour atteindre un objectif de réduction qui fait l'objet d'un engagement international.

La Table a considéré un certain nombre d'autres mesures, qui n'ont cependant reçu qu'un appui limité. Il en est fait état ailleurs dans le rapport, mais nous les passerons sous silence dans le présent résumé.

Mesures préparatoires

Toutes les mesures proposées dans le présent rapport doivent satisfaire les critères d'acceptabilité et de durabilité des points de vue environnemental et social, y compris les voies légales régulières, les consultations publiques rationnelles et l'application uniforme et rigoureuse des lois sur l'environnement. Ces mesures sont nécessaires pour contribuer

à la mise en place et à la commercialisation de technologies peu coûteuses et peu polluantes qui permettront d'opérer des réductions considérables :

- Rapports sur les émissions et information des consommateurs.
- Clarté des politiques et efficacité de la réglementation pour favoriser la réalisation de projets d'aménagement hydroélectrique qui soient acceptables du double point de vue environnemental et social.
- Aide financière transitoire en faveur du développement de nouvelles technologies non productrices de GES, conditionnelle à une analyse de rentabilité pouvant démontrer que ces technologies peuvent être compétitives, sans aide financière, dans un contexte de limitation des émissions de GES.
- Politique claire en matière d'énergie nucléaire pour déterminer si le nucléaire est une option et, dans l'affirmative, réglementation efficace pour éliminer les coûts superflus et atténuer l'incertitude entourant les projets existants et contribuer à la réalisation de nouveaux projets qui soient acceptables du double point de vue environnemental et social.
- Aide à la RDD sur des techniques de production utilisant des combustibles fossiles qui soient à la fois très efficaces et peu polluantes, en particulier des techniques de capture et de stockage géologique du CO_2.
- Suppression des obstacles à l'expansion de la capacité de transport interprovincial.

Mesures pour atteindre un objectif de la période d'engagement

La Table a reconnu l'importance des *crédits pour mesures hâtives* et des mesures définies à cet égard par d'autres tables. Ces mesures devraient être conçues pour produire des réductions appréciables à court terme et constituer une étape dans une démarche qui vise à passer progressivement du statu quo à des mesures plus coûteuses qui permettront au Canada de remplir ses engagements internationaux au cours d'une période déterminée. Ces crédits aideraient également l'industrie à gérer les risques associés aux impacts d'une éventuelle politique internationale de lutte contre le changement climatique. Les conditions à satisfaire pour obtenir des crédits pour mesures hâtives sont les suivantes : réductions vérifiables, transparence des données et réduction réelle des émissions avant l'octroi des crédits.

Mesures de période d'engagementDes mesures pour la période de mise en œuvre du Protocole de Kyoto

La tarification des émissions peut optimiser et décentraliser le processus de prise de décisions sur les méthodes de réduction des émissions. Pour un objectif ou un niveau de réduction donné, et dans le contexte d'un programme aligné sur ceux des États-Unis et des principaux partenaires commerciaux et compétiteurs du Canada, la tarification des émissions serait en principe, grâce à sa plus grande souplesse, préférable à toute autre méthode envisagée pour réduire les émissions. Cependant, comme c'est le cas avec toute politique visant à réduire les émissions, il faut tenir compte de trois facteurs importants :

- L'impact de la compétitivité de l'industrie canadienne;

- Un règlement judicieux et équitable de la question de la répartitionl'allocation initiale des droits d'émission;
- Un accès efficace et efficient à des mesures peu coûteuses disponibles ailleurs dans le monde pour réduire les émissions, plutôt que d'utiliser des mesures plus coûteuses disponibles au Canada, afin de remplir une partie des obligations du Canada en matière de réduction des émissions. Toutefois, certains membres de la Table estiment que la majorité des réductions devrait être obtenue au Canada.

La Table a examiné des mesures de période d'engagement mesures pour la période de mise en œ uvre du Protocole de Kyotodans le contexte d'un objectif national donné en matière d'émissions ou d'un niveau de réduction donné dans le cadre d'un effort international, en accord avec nos principaux partenaires et concurrents commerciaux.

Tarification des émissions

Sous réserve d'une action adéquate en ce qui concerne les trois aspects mentionnés ci-dessus, la tarification des émissions serait préférée, en principe, à des approches moins souples visant à imposer des réductions. Du fait que la tarification des émissions est basée sur des décisions décentralisées en ce qui concerne les endroits où des réductions sont nécessaires et la façon d'obtenir ces réductions, la Table a constaté que cette mesure était la plus efficace pour atteindre un objectif de réduction des émissions.

La tarification des émissions pourrait revêtir la forme d'un système d'échange de droits d'émission ou d'une taxe verte imposée aux émetteurs de GES. Ces deux formes de tarification des émissions peuvent varier dans le détail, en partie selon les solutions qui seront trouvées à la question critique de la répartitionl'allocation initiale des droits d'émission.

Les membres de la Table sont nombreux à vouloir insister sur un point : c'est une chose que trouver un instrument de politique efficace pour atteindre un objectif donné; c'en est une autre que de s'entendre sur le bien-fondé de l'objectif proprement dit. Certains membres de la Table désirent exprimer leur crainte que le présent rapport, en tentant de définir les politiques les plus efficientes et efficaces pour atteindre l'objectif de Kyoto, soit interprété à tort comme un signe d'approbation de l'objectif de Kyoto, ce sur quoi ils ont de fortes réserves.

Norme ayant force exécutoire, sur une grande échelle, concernant le portefeuille énergétique

L'application, sur une grande échelle, de normes ou de quotas ayant force exécutoire en ce qui concerne la part des énergies renouvelables dans le portefeuille énergétique, qui exigent une réglementation prescrivant le pourcentage ou la quantité minimum d'électricité devant être produite au moyen de technologies non productrices de GES, est un autre moyen d'atteindre les objectifs de la période d'engagement. En principe, les organismes de réglementation pourraient utiliser la meilleure information disponible pour déterminer la composition du parc électrogène qui permettrait d'atteindre un certain objectif de réduction des émissions et ils pourraient imposer cette composition par le biais de règlements. Cependant, la plupart des membres de la Table considèrent ces normes et quotas comme une approche réglementaire directe qui se révélerait plus coûteuse et moins efficace qu'un bon système de tarification des émissions pour atteindre

les objectifs. Toutefois, certains environnementalistes présents à la Table considèrent que, soigneusement conçue, une telle mesure viendrait renforcer efficacement la tarification des émissions.

Les membres de la Table estiment important que la politique en matière de changement climatique soit considérée à la lumière de la situation actuelle et future de l'industrie, et que les mesures relevant de cette politique et des autres forment un tout intégré.

Analyse des coûts de réduction des émissions au moyen du modèle MARKAL

Méthode d'analyse

La Table de l'électricité a passé beaucoup de temps à établir le cadre de l'analyse qui sous-tend les mesures décrites dans le présent rapport; elle a réalisé ce travail en collaboration avec HALOA Inc., au moyen du modèle économique MARKAL. L'analyse effectuée à l'aide du sous-ensemble de données qui concerne le secteur de l'électricité dans le modèle MARKAL (que nous appellerons ici E-MARKAL) a porté exclusivement sur la production d'électricité au Canada et il n'a pas été tenu compte des changements survenus dans le commerce international de l'électricité, dans les autres secteurs ni dans les interactions économiques en général. Elle n'a pas abordé la question des effets de la limitation des émissions de GES sur la compétitivité internationale du secteur canadien de l'électricité, ou sur la demande d'électricité au pays et dans le monde. Cette question ne pourrait être évaluée que dans l'analyse récapitulative de l'impact global que la limitation des émissions aura au Canada. La Table s'est intéressée plus spécifiquement aux moyens les moins coûteux de modifier la composition du parc de production de manière à atteindre un niveau déterminé d'émissions dans la période 2008-2030, en utilisant différentes hypothèses sur un certain nombre de facteurs déterminants qui influeront sur les coûts, notamment :

- le niveau de la demande
- les prix du gaz naturel
- la disponibilité de la centrale nucléaire de Bruce-A de Ontario Power Generation
- la disponibilité de nouvelles centrales hydroélectriques
- l'évolution des coûts de capture et de stockage géologique du CO_2.

Le modèle E-MARKAL détermine quelle doit être la composition du parc électrogène à travers le Canada pour répondre au moindre coût à la demande projetée, et notamment fournir un volume fixe d'électricité à exporter, compte tenu de la disponibilité et des coûts des installations de production existantes et nouvelles, des prix du gaz naturel et du taux d'actualisation utilisé. Le modèle livre aux planificateurs la solution optimale, en supposant des projections exactes et un marché qui fonctionne parfaitement. Dans ces conditions, le modèle estime qu'il serait possible de réduire les émissions en modifiant la composition du parc de production à un coût inférieur à celui que les entreprises d'électricité s'attendraient à payer dans le monde réel caractérisé par une situation incertaine et des décisions imparfaites. Certains membres ont dit craindre que l'analyse ne soit sortie de son contexte et n'attache une importance disproportionnée aux réductions

dans le secteur de l'électricité, du simple fait que la Table a procédé à une analyse plus rigoureuse que celle qui a été faite dans les autres secteurs.

Un certain nombre de facteurs empêchent l'industrie d'augmenter la capacité de production selon les proportions, les délais et les coûts estimés dans l'analyse de la Table. Le modèle pose en hypothèse que les seuls facteurs qui limitent la capacité de production en place ou la construction de nouvelles installations de production et de transport sont les coûts économiques et les disponibilités en ressources. Les obstacles que dressent la réglementation et les politiques, et qu'un certain nombre de mesures préparatoires visent à supprimer, ne sont pas pris en compte dans l'analyse du modèle. (Or, il est nécessaire de résoudre le problème de ces obstacles institutionnels au moyen des mesures préparatoires si nous voulons modifier la composition du parc de production dans le sens des projections du modèle.)

Résumé des résultats de l'analyse de la limitation des émissions de GES

Afin d'évaluer les coûts de transformation du parc de production pour réduire les émissions de GES, on a comparé le coût minimal du parc de production en l'absence de limitation des émissions, pour la période 2000-2030, avec le coût du parc de production en présence de divers degrés de limitation. La différence est le coût des mesures à prendre pour atteindre les objectifs.

Les résultats mettent en évidence la nécessité d'abandonner la configuration la moins coûteuse au profit d'un parc de production plus coûteux et moins polluant, pour atteindre les objectifs en matière de réduction des émissions. L'annexe B du présent rapport explique avec force détails la méthode de modélisation utilisée et donne des renseignements quantitatifs sur la nature et les coûts des modifications à apporter au parc de production pour atteindre les objectifs selon diverses hypothèses.

Dans le scénario de référence utilisé par la Table (étroitement aligné sur les perspectives de 2020 de RNCan), qui prévoit une production totale de 644 TWh, la composition du parc de production devra être modifiée dans le sens indiqué ci-dessous[2] si l'on veut que les émissions passent d'un niveau de 118 Mt de CO_2 en l'absence de limitation à un niveau de 90 Mt (94 % des niveaux de 1990) en 2010 :

- Augmentation de 22 TWh de la production à partir de gaz naturel, avec abandon des turbines à vapeur et à gaz à cycle unique au profit de centrales de cogénération à cycle combiné;
- Augmentation de 9 TWh de la production d'hydroélectricité;
- Augmentation de 4 TWh de la production d'électricité à partir de biomasse;
- Diminution de 39 TWh de la production d'électricité à partir de charbon;
- Diminution de 0,3 TWh de la production d'électricité à partir de mazout.
- Aucun changement dans la production d'origine éolienne et nucléaire.

Ces changements sont illustrés à la figure 1, qui montre la composition du parc de production en 1995 et les changements à apporter à chaque type de production en 2010 et

---

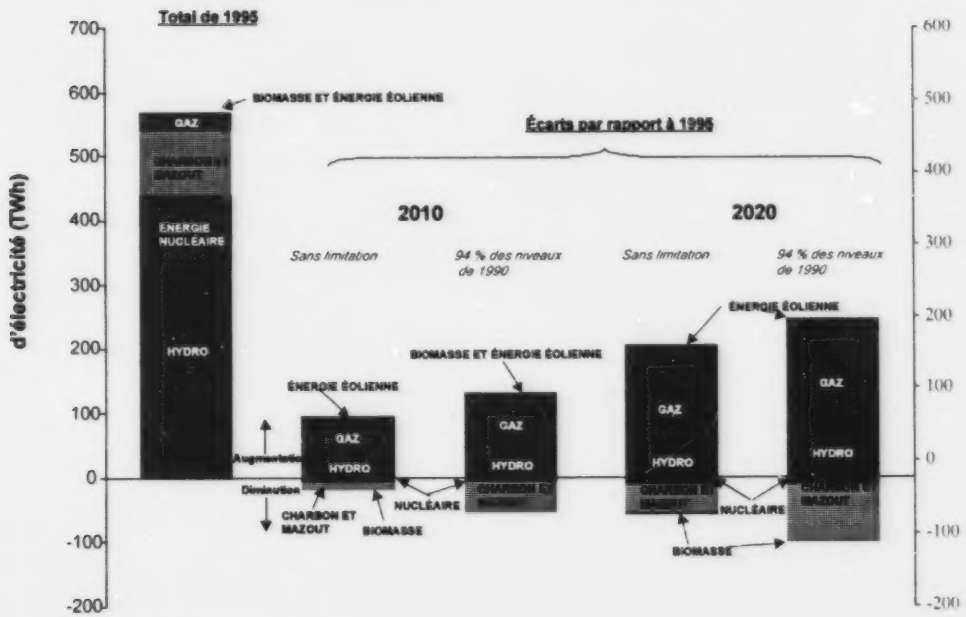
[2] *Les 3,7 TWh représentant les échanges interprovinciaux ne sont pas compris.*

2020, d'abord en l'absence de limitation des émissions, ensuite dans un scénario limitant les émissions à 94 % du niveau de 1990.

Les membres de la Table sont nombreux à penser que les prix du gaz naturel et la demande d'électricité seront beaucoup plus élevés que dans le scénario de référence de RNCan. La Table a examiné une combinaison de ces facteurs (demande d'électricité et prix du gaz intermédiaires) et a constaté une augmentation considérable du coût de limitation des émissions – environ le double du coût marginal de la limitation des émissions avec les hypothèses du scénario de référence. Avec une demande plus élevée, considérée comme la demande attendue par l'ensemble des entreprises de services publics, et sans changer les autres variables dans le scénario de référence de RNCan, telles que le prix du gaz, le coût marginal serait 2,5 fois plus élevé que dans le scénario de référence.

Figure 1

Production d'électricité - Scénario de référence de RNCan



La Table a examiné plusieurs scénarios dans lesquels les points de départ en l'absence de contrainte diffèrent des points de départ dans le scénario de référence. Pour ces scénarios, les changements requis dans la composition du parc électrogène par rapport au scénario de référence sont les suivants :

- En supposant qu'aucune nouvelle centrale hydroélectrique de grande puissance ne soit construite, les émissions en 2010, dans un scénario non contraignant, seraient

supérieures de 5 Mt à celles du scénario de référence, ce qui s'accompagnerait d'une réduction de l'utilisation du charbon et d'une augmentation concomitante de l'utilisation du gaz naturel.

- Si la centrale nucléaire de Bruce-A n'est pas remise en service, les émissions dans un scénario non contraignant seraient de 6 Mt supérieures à celles du scénario de référence en 2010. Pour atteindre l'objectif de limitation, il faudrait accroître davantage l'utilisation des centrales hydroélectriques et des centrales à gaz naturel et diminuer davantage la consommation de charbon.
- Dans un scénario où les prix du gaz naturel seraient plus élevés, par exemple, 6 $ contre 1,96 $/GJ en 2010 dans le scénario de maintien du statu quo utilisé par Ressources naturelles Canada (en dollars constants de 1990), on a davantage recours au charbon en l'absence de limitation, de sorte que les émissions augmentent de 36 Mt. En comparaison avec le scénario de référence, pour atteindre l'objectif de limitation des émissions, la réduction de la consommation de charbon par rapport aux niveaux de 1995 est plus faible parce qu'on a moins recours au gaz, et davantage à l'hydroélectricité et à l'énergie éolienne.
- Dans un scénario à demande élevée, où la production totale se chiffre à 722TWh et où les émissions en l'absence de limitation sont de 38 Mt supérieures à celles prévues dans le scénario de référence pour 2010, on a davantage recours à l'hydroélectricité, au charbon et au gaz naturel en l'absence de limitation. Avec un objectif de limitation, il faut augmenter davantage la consommation de gaz naturel, d'hydroélectricité, d'énergie éolienne et de biomasse, et diminuer davantage la consommation de charbon.
- Si la capture et le stockage du CO_2 deviennent possibles en volume suffisant et à un coût suffisamment faible, la réduction de la consommation de charbon pour atteindre l'objectif de limitation est alors beaucoup plus faible.

Ces changements dans la composition du parc électrogène ont des incidences sur les recettes nettes des centrales existantes dans les scénarios de réduction des émissions, comparativement aux recettes qu'elles retireraient pendant le reste de leur durée de vie économique en l'absence de réduction des émissions. Les recettes seraient les plus faibles dans le cas des sources d'énergie dont l'utilisation diminuerait en raison de la limitation des émissions (charbon, pétrole et vapeur de gaz), puisque les entreprises exploitant ces types de centrales auraient à recouvrer leurs coûts d'investissement. Les membres de la Table n'ont pas déterminé quels mécanismes leur permettraient de recouvrer leurs coûts échoués.

La Table a pu analyser quelques-unes des mesures préparatoires au moyen du modèle E-MARKAL. Il est rendu compte des résultats de ces analyses dans la description détaillée qui se trouve à l'annexe B.

La plupart des gens reconnaissent que la tarification des émissions constitue, sur le plan des politiques, le moyen le plus efficace de réduire les émissions de façon appréciable. Les analyses de la Table ont très bien réussi à mettre en évidence le fait que les mesures qui modifient sensiblement la composition du parc de production seraient plus coûteuses que l'approche commerciale de la tarification des émissions.

Devant cette constatation, de nombreux membres de la Table préfèrent, par principe, laisser de la souplesse dans les méthodes de réduction des émissions. C'est pourquoi la Table a fait de la tarification des émissions la principale mesure de la période d'engagement, à condition que l'on règle de façon équitable les questions des coûts échoués et de la répartitionl'allocation initiale des droits d'émission et que l'on ait accès aux techniques peu coûteuses disponibles dans d'autres pays.

Liens avec d'autres secteurs

Les mesures adoptées pour réduire considérablement les émissions dans le secteur de l'électricité augmenteront les coûts de production et, selon toute vraisemblance, les prix de l'électricité. Il en sera ainsi que l'on soit dans un marché concurrentiel ou dans une situation de monopole. L'impact des coûts se fera sentir en partie sur les producteurs dans un marché concurrentiel, et en partie sur les consommateurs d'électricité. L'impact sur les consommateurs n'a pas été analysé par la Table. Il le sera dans l'analyse récapitulative.dans le travail de synthèse

Les mesures proposées par les autres tables sectorielles pourraient bien influer sur la demande d'électricité ou les coûts d'approvisionnement de certaines options de production. Ces impacts devront également être intégrés à l'analyse du secteur de l'électricité au moment de l'analyse globale.

Section 3 Aperçu des mesures

Les mesures recensées par la Table comportent deux sous-ensembles :

1 Mesures préparatoires : ensemble de mesures visant à accroître la probabilité que des technologies de production à émissions faibles ou nulles, relativement peu coûteuses, puissent être déployées pendant la période d'engagement.

2. Mesures de la période d'engagement :

   a) Mesures visant des réductions importantes avant une période d'engagement : incitatif important sous forme d'un crédit gouvernemental transférable pour mesures hâtives, dans un avenir proche et jusqu'à la période d'engagement.

   b) Mesures à mettre en œ uvre au cours de la période pendant laquelle les émissions doivent être réduites conformément à un engagement international dans le cadre d'une politique mondiale de lutte contre le changement climatique : tarification des émissions et normes ayant force exécutoire relatives au portefeuille énergétique.

Les mesures préparatoires sont considérées nécessaires pour permettre au secteur de la production d'électricité d'atteindre, au moindre coût possible, les objectifs de réduction des émissions qui seront fixés à l'avenir. Bien que certaines de ces mesures (par exemple, un soutien financier pour les technologies émergentes non polluantes) puissent contribuer à réduire les émissions avant la période d'engagement, les mesures préparatoires visent avant tout à positionner le secteur pour l'avenir. Ces mesures sont résumées dans les tableaux suivants et décrites en détail à la section 4.

MESURES PRÉPARATOIRES (2000-2003)					
Nom de la mesure	**Nature de la mesure/ Impacts**	**Coûts de mise en œuvre**	**Degré d'appui des membres de la Table (avec les réserves ci-contre)**	**Réserves exprimées par certains membres de la Table**	**Commentaires**
1. **Déclaration des émissions** *Mise en œuvre progressive d'un système complet de déclaration des émissions.*	Mesure préparatoire. Préalable essentiel à d'autres mesures fondamentales et mesures axées sur l'objectif de Kyoto.	Aucune estimation. Les données existent déjà en majeure partie, mais elles sont mal rapportées.	Appui solide	Garanties de confidentialité suffisantes.	La période et la forme dépendront des politiques adoptées au Canada et à l'étranger. Démarche progressive permettant l'application de règles uniformes et généralisées dans tous les secteurs et tous les ordres de gouvernement. Nécessité de pratiquer des méthodes de comptabilisation uniformes dans tous les secteurs et tous les ordres de gouvernement.
2. **Information des consommateurs** *Diffusion d'information aux consommateurs sur la composition du parc de production et ses implications environnementales.*	Mesure préparatoire. Sert de complément à d'autres mesures fondamentales (préalable à la mesure 7D).	50 000 $ – 100 000 $ par entreprise de services publics, d'après le peu d'expérience acquise aux États-Unis.	Appui solide	Réserves sur la quantité d'information que les consommateurs veulent trouver.	Pourrait être volontaire dans les provinces où le marché du détail est assujetti à un monopole et obligatoire dans les autres. L'importance de l'harmonisation des règles de diffusion de l'information augmente avec le commerce interprovincial ou international de l'électricité. L'information devrait être jointe aux factures d'électricité ou au matériel promotionnel.

MESURES PRÉPARATOIRES (2000-2003)					
3. *Réglementation plus efficace*					
3A) Améliorer l'efficacité de la réglementation, projets majeurs *Lever les ambiguïtés qui entachent la réglementation des centrales qui répondront aux objectifs environnementaux, sociaux et économiques de la politique canadienne, en veillant à ce que les processus d'évaluation et d'approbation environnementales soient aussi transparents, clairs, équitables, opportuns et efficaces que possible, tout en assurant une véritable protection de l'environnement.*	Mesure préparatoire. Potentiel de réductions considérable. Augmentation du nombre d'installations à faibles émissions de GES.		Appui général	Aucune modification du processus d'évaluation ne devrait diminuer l'intégrité de la protection environnementale ni contourner les voies légales régulières et les consultations publiques utiles. Il est essentiel que les lois environnementales soient appliquées de façon uniforme et rigoureuse.	Le résultat souhaité est la suppression des retards, des incertitudes et des risques indus. Économies d'argent probables pour les entreprises d'électricité. Contribuerait au développement durable Mesure jugée nécessaire pour permettre au secteur de l'électricité de réduire les émissions au moindre coût.
3B) Intégrer explicitement la question des GES dans les processus d'évaluation et d'approbation	Mesure préparatoire. La prise en compte des GES et de leurs impacts locaux dans l'évaluation des projets pourrait entraîner la réalisation d'un plus grand nombre de projets à émissions de GES faibles ou nulles.		Appui mitigé.	Aucune modification du processus d'évaluation ne devrait diminuer l'intégrité de la protection environnementale. Il s'agit non pas d'une analyse détaillée des émissions de GES, mais d'une reconnaissance générale de l'impact du projet sur les émissions mondiales de GES.	En l'absence d'une réglementation nationale des GES, des pressions supplémentaires s'exerceront sur les organismes de réglementation provinciaux pour que les GES soient pris en compte. Cette mesure pourrait augmenter la complexité et l'incertitude du processus de réglementation pour les projets qui génèrent des émissions de GES.

MESURES PRÉPARATOIRES (2000-2003)					
3C) Lever les obstacles à la construction de lignes de transport interprovinciales afin d'optimiser l'utilisation des technologies à émissions faibles ou nulles à l'échelle du Canada	Mesure préparatoire. Des sources d'énergie à émissions faibles ou nulles disponibles dans une province pourraient remplacer des sources plus polluantes dans d'autres provinces, selon les coûts.	Ampleur indéterminée de l'aide gouvernementale requise.	Appui général	Les incitatifs proposés pourraient nuire à la concurrence du marché en imposant une autre restructuration de l'industrie de l'électricité au Canada. Les projets doivent être acceptables au double plan social et environnemental, et ils doivent être basés sur des consultations publiques utiles. Le soutien pour cette mesure dépend de la façon dont elle est financée.	Les obstacles au transport augmentent le coût des réductions d'émissions.
4. ***Plan pour les combustibles fossiles***					
4A) Aide financière à la recherche-développement-démonstration : capture et stockage géologique du CO_2	Mesure préparatoire. Possibilité de réduire les émissions des centrales à combustibles fossiles. Très grand potentiel de réductions.	Ampleur indéterminée de l'aide gouvernementale.	Appui solide	Se méfier des hypothèses (technologiques et géologiques) trop optimistes; éviter de se fier à des technologies non éprouvées. Nécessité d'une aide à la R-D pour les options exploitant des sources d'énergie autres que les combustibles fossiles. Les projets doivent être acceptables du double point de vue environnemental et social.	Pourrait avoir un effet considérable sur le coût de la réduction des émissions en Alberta et en Saskatchewan. Larges possibilités d'exporter des technologies, par le biais de projets CDM, dans des pays en développement.

MESURES PRÉPARATOIRES (2000-2003)					
4B) Aide financière à la recherche-développement-démonstration : technologies utilisant des combustibles fossiles susceptibles de réduire considérablement les émissions de GES	Mesure préparatoire. Possibilité de réduire les émissions des centrales à combustibles fossiles en augmentant l'efficacité de la combustion et le rendement des combustibles.	Ampleur indéterminée de l'aide gouvernementale.	Appui général	Ne devrait pas faire double emploi avec des activités de R-D qui se font déjà ailleurs dans le monde. Cette mesure doit être appliquée dans l'optique du rapport coût-efficacité. Il faut tenir compte des impacts environnementaux et sociaux quand on décide si telle ou telle technologie devrait faire l'objet de travaux de R-D.	Pourrait contribuer à atténuer la vulnérabilité et la dépendance des régions à l'égard des combustibles fossiles. *La R-D sur les combustibles fossiles a des applications importantes au Canada, notamment l'extraction des sables pétrolifères.*

MESURES PRÉPARATOIRES (2000-2003)					
5. *Plan pour l'hydroélectricité*					
Lever les obstacles à l'utilisation de l'hydroélectricité A) Les gouvernements fédéral et provinciaux doivent encourager l'établissement de critères scientifiques appropriés pour l'utilisation des ressources hydroélectriques au Canada et ailleurs (par ex. organismes de développement, Mécanisme de développement propre, Commission de coopération environnementale). B) Les gouvernements fédéral et provinciaux doivent reconnaître en l'hydroélectricité une source d'énergie renouvelable et une source d'électricité à faibles émissions de GES. C) Les gouvernements fédéral et provinciaux s'attaqueraient à d'autres problèmes qui empêchent l'hydroélectricité produite et utilisée de façon acceptable du double point de vue environnemental et social de faire partie de la réponse du secteur de l'électricité au changement climatique (par ex., amélioration des relations entre les exploitants de nouvelles centrales hydroélectriques et les collectivités directement touchées, en particulier les collectivités autochtones, et poursuite des recherches concernant les impacts sur les poissons et leur atténuation..	Mesure préparatoire. Potentiel de réduction considérable; augmentation du nombre de constructions de centrales hydroélectriques.		Appui solide.	Nécessité de s'assurer, par voie d'examen public, que les projets d'aménagement hydroélectrique sont acceptables du double point de vue environnemental et social. Aucune révision des exigences réglementaires ne devrait conduire à une protection de l'environnement inadéquate (voir 3A)	Le gouvernement doit régler les problèmes de réglementation. La mesure doit être mise en œuvre immédiatement, compte tenu du long délai d'exécution des projets hydroélectriques (jusqu'à 10 ans). Selon les estimations du modèle, le coût des changements à apporter pour atteindre l'objectif de 6 % sous le niveau de 1990, en l'absence de construction de nouvelle centrale de grande puissance, ajoutera deux milliards de dollars à la valeur actualisée nette calculée sur 30 ans. La Table reconnaît qu'il est parfaitement justifié, au plan scientifique et technique, de considérer l'hydroélectricité comme une source d'énergie renouvelable. Elle reconnaît également que l'acceptabilité environnementale et sociale des projets d'aménagement hydroélectrique varie selon le site et la conception du projet. La Table applique le terme «renouvelable» aux sources d'énergie qui se reconstituent naturellement. Elle estime que cette notion n'est pas assimilable à celles de l'énergie verte et du développement durable, qui sont des concepts plus larges sur lesquels elle ne s'est pas penchée. Certains membres de la Table considèrent qu'il est nécessaire d'examiner l'impact du changement climatique sur la capacité hydroélectrique future. D'autres estiment que l'impact pourrait être aussi bien positif que négatif.

MESURES PRÉPARATOIRES (2000-2003)					
6. *Plan pour l'énergie nucléaire*					
Clarifier la politique nucléaire et, au besoin, résoudre les problèmes de réglementation nucléaire **A)** *Les gouvernements doivent établir clairement si l'énergie nucléaire a sa place dans les futurs approvisionnements en électricité du Canada, eu égard au changement climatique.* **B)** *S'ils jugent que le nucléaire a un rôle à jouer, alors ils doivent s'attaquer aux problèmes de réglementation qui empêchent l'énergie nucléaire de faire partie de la réponse du secteur de l'électricité au changement climatique.*	Mesure préparatoire. Nécessité d'une réduction considérable des émissions par d'autres sources au cours de la première période budgétaire si les centrales nucléaires existantes ne sont pas en service. Cette mesure pourrait maintenir les réacteurs existants ou en prolonger la durée, et réduire les délais d'exécution des nouveaux projets.		Consensus sur la nécessité de clarifier le rôle de l'énergie nucléaire. Opinions partagées quant aux mérites de l'énergie nucléaire.	Il faudrait régler certaines questions, notamment celles de la sûreté et du stockage à long terme. Aucune modification du processus d'examen ne devrait se faire au détriment de la protection de l'environnement. Les changements de politique touchant l'industrie nucléaire devraient n'être apportés qu'après une consultation publique utile.	Les investisseurs publics et privés ont besoin que le gouvernement clarifie la question nucléaire. Il existe des possibilités d'abréger les délais de démarrage par une meilleure sensibilisation du public et en rationalisant le processus de réglementation. Certains considèrent le nucléaire comme un élément de solution très important face au problème du changement climatique. Le rejet de l'option nucléaire ferait vraisemblablement augmenter les coûts des réductions d'émissions dans certaines circonstances. La réglementation actuelle des centrales nucléaires comporte des lacunes. Un bon plan nucléaire au Canada ouvrirait des possibilités d'exportation considérables. Certains membres de la Table considèrent que le nucléaire ne constitue pas une solution au problème du changement climatique.

MESURES PRÉPARATOIRES (2000-2003)					
7. *Plan pour les technologies émergentes sans émissions de GES*					
Aide financière aux technologies émergentes sans émissions de GES **(Plan global combinant judicieusement les mesures 7A à 7F ci-dessous)**	Mesure préparatoire. D'ici 2010, les technologies financées entraînent une réduction de 2-3 Mt/an. Cette mesure a pour but de contribuer financièrement au développement de technologies prometteuses et respectueuses de l'environnement, en espérant que la création d'un marché fera baisser le coût total de ces technologies. Cette mesure pourrait diminuer le coût des réductions d'émissions obligatoires.	D'après le modèle et l'expertise de la Table, les coûts seraient de l'ordre de 200 à 500 M$ (valeur actualisée sur 30 ans).	Appui solide en faveur de ce groupe d'options qui, aux niveaux de financement envisagés, est considéré comme une mesure préparatoire.	L'appui dépend de la certitude que l'on a d'une réduction réelle des coûts. Le programme doit comprendre des dispositions de temporisation et de cessation progressive, être basé sur la production plutôt que sur l'investissement, prévoir le développement des capacités de fabrication canadiennes et reposer sur une projection des coûts de base de la technologie qui soit défendable.	Les technologies émergentes non émettrices de GES deviendront de plus en plus rentables en Amérique du Nord à mesure que le Canada et les États-Unis prendront des mesures en réponse au Protocole de Kyoto. Toutes les mesures ne seraient pas appliquées dans toutes les provinces. Panier d'outils. Le programme doit être conçu de manière à limiter le parasitisme autant que possible. Certains membres de la Table considèrent qu'il est nécessaire d'examiner l'impact du changement climatique sur la capacité future en matière de technologie énergétique. D'autres estiment que l'impact pourrait être aussi bien positif que négatif.

Composante de la mesure d'appui	**Réserves et commentaires**
7A) Achat, par le gouvernement, d'électricité produite à partir de nouvelles sources d'énergie sans émissions de GES	Les sommes actuellement prévues au budget ne sont qu'une petite partie de l'aide totale représentée par l'ensemble des mesures.
7B) Installation, dans les édifices gouvernementaux, d'une capacité de production d'électricité basée sur des technologies émergentes non productrices de GES	L'installation de technologies vertes dans les bâtiments pourrait contribuer à leur généralisation. Impact très limité – environ 15kt/an.
7C) Crédits à la production	Potentiel considérable, selon l'ampleur de l'aide apportée.

MESURES PRÉPARATOIRES (2000-2003)	
7D) Remise sur l'électricité verte produite à l'aide de technologies émergentes et facturée au consommateur à un prix de prestige	Partage le coût de développement des technologies émergentes à émissions de GES faibles ou nulles entre les consommateurs intéressés et le gouvernement. Il faudra peut-être plafonner le montant total des subventions ou le nombre d'abonnés, afin de limiter les dépenses gouvernementales. Il serait nécessaire de dire d'où provient l'électricité ou d'en certifier le «contenu vert» pour rassurer le consommateur et prévenir les fraudes. Serait le plus efficace dans les provinces où le marché du détail est déréglementé, mais pourrait l'être également dans un contexte de tarifs réglementés. La Table est divisée sur le potentiel de cette mesure.
7E) Quota de production ou norme de portefeuille (pourcentage faible) ***Le quota exige une quantité fixe d'une ou de plusieurs technologies à émissions de GES faibles ou nulles. Une norme de portefeuille garantit un pourcentage minimal d'énergies renouvelables dans le portefeuille énergétique.***	Aucune estimation des coûts administratifs. L'industrie et les consommateurs supportent la totalité des coûts. Certains membres préfèrent une aide financière explicite et directe. Certains membres jugeraient utile l'application d'une norme imposant un faible pourcentage minimal, fixée en fonction du capital ressources de la province et coordonnée de façon à partager le fardeau régional, dans le cadre de la transition vers un mécanisme de tarification des émissions. Certains préfèrent les quotas aux normes de portefeuille. La mesure doit être adaptée selon qu'elle est appliquée dans un marché concurrentiel ou dans un contexte de monopole. Potentiel considérable, selon la valeur du quota ou de la norme.
7F) Comptage net de l'électricité produite à l'aide de petits systèmes à émissions faibles ou nulles (comme des panneaux photovoltaïques de toit et des micro-centrales).	Signe positif pour les petites entreprises et les propriétaires. Cette mesure encourage la production d'électricité sur place. Impact faible sur les réductions d'émissions. Les interconnexions de petits générateurs posent un certain nombre de problèmes techniques, notamment la qualité de l'énergie, la fiabilité du service, la protection de l'équipement et les méthodes de comptage. Participation requise des organismes de réglementation et(ou) des entreprises de services publics.

MESURES PRÉPARATOIRES (2000-2003)					
8. R-D-D sur les options à long terme - Aide financière à la R-D-D : technologies non productrices de GES.	Mesure préparatoire. Pourrait faciliter la commercialisation de technologies capables de générer rapidement des réductions de coûts.	Ampleur indéterminée de l'aide gouvernementale.	Appui général	Dépend de l'importance du budget à l'étude et de l'affectation des ressource financières. Il faut utiliser les fonds disponibles de manière équilibrée.	Recherches scientifiques, études techniques, essais et perfectionnements nécessaires pour porter à l'étape de la commercialisation des technologies non productrices de GES. Le BRDE et le PRDE sont les organismes responsables à l'échelon fédéral, mais les provinces et les entreprises disposent aussi de vastes installations de recherche. Recours possible à un consortium entre le gouvernement fédéral, les provinces et l'industrie.
9. Autres					
9A) Supprimer les obstacles fiscaux à l'investissement dans les technologies de production à émissions de GES faibles ou nulles, afin de les rendre plus compétitives	Mesure préparatoire. Pour favoriser le développement de technologies non productrices de GES.		Appui de principe. On ne s'entend pas sur les détails.	Le régime fiscal des sociétés n'est peut-être pas le seul ni le meilleur endroit où il faudrait regarder. L'objectif de la mesure (réduire les émissions, favoriser le développement des technologies) doit être clair, sinon d'autres investisseurs réclameront probablement un traitement semblable.	Mesure recommandée comme élément de programme d'action rapide en décembre 1998. Les auteurs de cette proposition aimeraient que l'on aide les jeunes entreprises à se prévaloir de la déduction pour amortissement et à trouver une façon d'atténuer les effets négatifs des *Règles sur les biens énergétiques déterminés* sur les investissements et les prix des produits, afin que les investisseurs qui s'intéressent aux technologies vertes, qu'ils soient actifs ou passifs, se retrouvent dans des situations équivalentes après impôt. C'est une question complexe qui fait intervenir des principes fondamentaux de la fiscalité.

MESURES PRÉPARATOIRES (2000-2003)					
9B) Faire en sorte que l'impôt foncier soit basé non plus sur le capital mais sur le revenu ou la production.	Mesure préparatoire. Supprime le désavantage fiscal qui handicape la production à forte concentration de capital.		Pas de consensus	Problèmes semblables à ceux évoqués ci-dessus. La mesure pourrait être perçue comme créant un précédent en matière d'impôt foncier.	Mesure recommandée comme mesure d'application rapide en décembre 1998. Son acceptabilité pourrait dépendre dans une large mesure de l'objectif visé. L'impôt appliqué aux entreprises qui développent des technologies à émissions de GES faibles ou nulles n'aurait aucune incidence sur la compétitivité avec les producteurs qui emploient des combustibles fossiles classiques.
9C) Gestion axée sur la demande	Mesure préparatoire.	Montant non précisé de l'aide financière requise.	Appui général		La Table des bâtiments et la Table des municipalités élaborent certaines mesures détaillées de gestion de la demande.
9D) Augmentation des redevances sur le charbon	Mesure préparatoire. Les adeptes de cette mesure la voient comme un moyen d'uniformiser les règles du jeu pour le charbon et le gaz.		La majorité s'y oppose.		Les résultats du modèle indiquent un effet nul sur les émissions de GES. Déforme l'objectif des redevances, qui est de prélever une rente sur les ressources. Équivaut à une taxe verte déguisée et partiellement appliquée. Décourage l'investissement dans le captage et la séquestration des GES. Discriminatoire envers un secteur de l'économie.

MESURES DE PÉRIODE D'ENGAGEMENT					
Nom de la mesure	**Nature de la mesure/ Impacts**	**Coûts de mise en œuvre**	**Degré d'appui des membres de la Table (avec les réserves ci-contre)**	**Réserves exprimées par certains membres de la Table**	**Commentaires**
Crédits pour mesures hâtives			Appui de principe	Vérifications impartiales et transparentes, pour les projets dans lesquels la majorité des réductions a lieu au Canada.	Mesure jugée urgente. Vise à réaliser des réductions considérables à court terme, comme première étape d'un processus qui nous conduira progressivement à la période d'engagement. Aide l'industrie à gérer les risques associés à une éventuelle politique de lutte contre le changement climatique planétaire.
Mécanisme de tarification du carbone (par ex. taxe verte et système d'échange de droits d'émission) *[Émissions du secteur de l'électricité limitées en 2010 à 94 % des niveaux de 1990]*	À partir de 2010, stabilisation des émissions du secteur à 94 % des niveaux de 1990. (Réduction de 28 Mt eCO_2 par rapport aux émissions que l'on obtiendrait en l'absence de limitation en 2010)	Coûts actualisés de 3,9 milliards $ sur 30 ans. (Coût marginal de 12$/t en 2010)	Appui mitigé; certaines réserves.	On ne veut pas que le secteur de l'électricité soit traité différemment.	Mesure efficace. Il faut régler la question de la répartition. Il faut trouver un mécanisme pour régler la question des coûts échoués. Les montants d'argent indiqués reflètent uniquement le coût de transformation du parc de production. Les coûts que devra assumer le secteur de l'électricité dépendront en outre des changements qui surviendront dans d'autres secteurs et aux États-Unis (par ex. la variation des exportations d'électricité aux É.-U.) Ces questions débordent le cadre du mandat de la Table de l'électricité. Le degré d'appui varie selon le champ d'application et le choix de l'instrument.

MESURES DE PÉRIODE D'ENGAGEMENT					
Nom de la mesure	**Nature de la mesure/ Impacts**	**Coûts de mise en œuvre**	**Degré d'appui des membres de la Table (avec des réserves)**	**Réserves exprimées par certains membres de la Table**	**Commentaires**
Quota de production ou norme de portefeuille (pourcentage élevé) *Application d'une norme de 3-5 % ou davantage aux nouvelles technologies non productrices d'émissions de GES (éoliennes, énergie solaire, biomasse, énergie géothermique, centrales hydrauliques à très faible hauteur de chute, micro-turbines tournant avec des ressources renouvelables)*	La Table a utilisé dans son modèle une part minimale de 3 % de la demande totale d'énergie en 2005 et de 5 % en 2010. Elle a obtenu des réductions d'émissions de 10 Mt en 2010.	Une norme nationale fixant la part des énergies renouvelables à 5 % de la demande totale d'énergie en 2010 a été intégrée à un modèle qui admettait le commerce interprovincial; coût de 38 $/t (ou 4 milliards $ sur 30 ans). Un autre modèle a été élaboré avec les paramètres suivants : 3 % de la demande totale d'énergie en 2005 et 5 % en 2010, sans commerce interprovincial; coût de 76 $/t (ou 8 milliards $ sur 30 ans).	La majorité s'y oppose.		Les résultats de la modélisation de cette mesure montrent que l'emploi de mesures normatives sur le plan de la technologie pour opérer des réductions de l'ampleur de celles de Kyoto coûtent plus cher que des mécanismes de tarification des émissions, lorsqu'elles imposent un parc de production de composition différente de celle que l'on obtiendrait sous un régime de tarification. Par ex., une norme nationale fixant la part minimale des énergies renouvelables dans le portefeuille énergétique coûte 4 milliards $ sur 30 ans, pour des réductions de 10 Mt. Pour le même coût, on obtient 28 Mt avec la tarification des émissions. Certains environnementalistes présents à la Table considèrent que, bien conçue, une telle mesure serait appropriée. La majorité est d'accord pour l'adoption d'un quota de production ou d'une norme fixant un petit pourcentage d'énergies renouvelables, à titre de mesure préparatoire qui pourrait s'inscrire dans un ensemble de mesures pour favoriser le déploiement de nouvelles technologies non productrices de GES.

MESURES RÉFÉRÉES À D'AUTRES TABLES					
Nom de la mesure	**Nature de la mesure/ Impacts**	**Coûts de mise en oeuvre**	**Degré d'appui des membres de la Table (avec les réserves ci-contre)**	**Réserves exprimées par certains membres de la Table**	**Commentaires**
Aide financière au développement de nouvelles technologies à faibles émissions de GES			Appui de principe.		Mesure recommandée au CNCQA-CC en décembre 1998 à titre de mesure d'application rapide à intégrer à la Stratégie nationale de mise en œuvre.
Soutien au renforcement des mesures volontaires (les ministres de l'Énergie et de l'Environnement ont lancé un appel général à la participation au programme Défi-climat)			Appui de principe.		Mandats de la Table des nouvelles mesures volontaires et de la Table des crédits pour mesures hâtives. Appui transmis au CNCQA et à la Table de l'analyse et de la modélisation. On cherche à rallier les efforts autour de la gestion des risques.
Bonification du Défi-climat			Appui de principe.		Mandat de la Table des nouvelles mesures volontaires. Appui transmis au CNCQA et à la Table de l'analyse et de la modélisation.
Promotion du partenariat entre l'industrie, les gouvernements et les ONG, dans le cadre de programmes relatifs à la Mise en œuvre conjointe et au Mécanisme de développement propre			Appui de principe.		Mandat de la Table des mécanismes de Kyoto. Appui transmis au CNCQA et à la Table de l'analyse et de la modélisation.

Mise en œuvre rapide d'un système bilatéral d'échange de droits d'émission avec les États-Unis			Appui de principe.		Mandat de la Table des mécanismes de Kyoto. Appui transmis au CNCQA et à la Table de l'analyse et de la modélisation.
Renforcement des programmes d'information destinés aux consommateurs			Appui de principe.		Mandat de la Table de l'éducation et de la sensibilisation. Appui transmis au CNCQA et à la Table de l'analyse et de la modélisation.

MESURES PROPOSÉES MAIS REJETÉES POUR DES RAISONS QUI N'ONT PAS ÉTÉ ANALYSÉES					
Nom de la mesure	**Nature de la mesure/ Impacts**	**Coûts de mise en oeuvre**	**Degré d'appui des membres de la Table (avec les réserves ci-contre)**	**Réserves exprimées par certains membres de la Table**	**Commentaires**
Plafonnement provincial des émissions autres que celles des GES			La majorité s'oppose à l'inclure parmi les mesures de limitation des GES.	Rapport indirect avec les GES	Certains environnementalistes présents à la Table étaient résolument en faveur de cette mesure.
Délai de récupération des coûts échoués					Les membres de la Table étaient divisés quant à l'impact éventuel de cette mesure sur les émissions de GES.
Normalisation de la technologie pour limiter l'infrastructure				Sans rapport avec les GES; rapport indirect avec l'électricité	
Limitation des importations de charbon en Ontario et au Manitoba					Certains membres de la Table étaient préoccupés par le fait que la mesure pourrait avoir des répercussions sur le commerce.
Plafond provisoire (par ex., un engagement ferme pour, disons, 2002 ou 2003)					Fait preuve d'engagement. Démarche graduelle vers l'objectif de Kyoto. Solide soutien de la part de certains membres de la Table.

Section 4 Mesures préparatoires

Les membres de la Table ont recensé les mesures potentielles, qui sont résumées ci-dessous. Les résultats de la modélisation sont disponibles pour plusieurs de ces mesures préparatoires et sont examinés dans la présente section. Les mesures considérées comme relevant du mandat d'autres tables ont été renvoyées aux tables concernées (voir l'annexe A).

Les mesures préparatoires ainsi définies se répartissent en neuf catégories :

1. Surveillance générale
2. Information du consommateur
3. Amélioration de l'efficacité de la réglementation
4. Plan relatif aux combustibles fossiles
5. Plan relatif à l'hydroélectricité
6. Plan relatif au nucléaire
7. Plan relatif aux technologies émergentes non productrices de GES
8. RDD pour des options à plus long terme
9. Divers

Coordination avec la lutte contre les émissions autres que les GES

Il y a également une autre « mesure » qui pourrait être ajoutée à l'ensemble de mesures préparatoires, bien qu'elle ne vise pas une réduction des GES en soi. Il s'agit plutôt d'assurer une coordination entre la réglementation concernant les GES et les nouveaux règlements visant d'autres émissions des centrales électriques, notamment NO_x, SO_2 et les matières particulaires. Une telle coordination faciliterait la mise en œuvre de mesures de réduction des émissions plus rentables dans les installations de production, ce qui se traduirait par des coûts inférieurs pour les producteurs (et, éventuellement, par des prix inférieurs pour les consommateurs).

Les exigences pour les réductions des émissions autres que les GES peuvent varier d'une région à une autre, et la coordination de la réglementation sera plus efficace si les mesures visant les GES prévoient une certaine souplesse régionale. C'est le cas, par exemple, des plafonds nationaux pour les GES et du système d'échange. Par ailleurs, il convient de définir le plus rapidement possible les objectifs futurs concernant les émissions, afin que les producteurs d'électricité puissent en tenir compte dans leur planification.

1. Déclaration des émissions

Mise en œuvre progressive d'un système complet de déclaration des émissions

Déclarer les émissions de GES ou le taux d'émission des combustibles consommés de manière à faciliter la mise en œuvre des mesures avant et pendant la période d'engagement.

Contexte

Il y a deux raisons distinctes, mais liées entre elles, pour mettre en place un système complet de déclaration des émissions : à l'échelle internationale, le Canada est tenu de publier un inventaire de ses émissions et, à l'échelle nationale, une déclaration des émissions est nécessaire pour permettre la mise en œuvre des mesures stratégiques.

À l'échelle internationale, le Canada, en tant que Partie à l'annexe I de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques, s'est engagé à dresser et à publier des inventaires annuels d'émission et d'élimination des GES et à suivre les progrès accomplis en vue d'atteindre les objectifs de réduction des émissions. Aux termes du Protocole de Kyoto, les pays doivent s'entendre sur des lignes directrices concernant les méthodes de mesure, aux fins de la production de rapports et du suivi. Les lignes directrices relatives à la production d'inventaires, qui font actuellement l'objet de négociations dans le cadre de la CCCC des Nations Unies, exigeront probablement une plus grande transparence et de meilleures méthodes de collecte et de vérification des données. Par ailleurs, en vertu de l'article 7 du Protocole de Kyoto, des mécanismes appropriés d'allocation des émissions sont nécessaires pour relier les réductions nationales des émissions à l'inventaire publié à l'échelle internationale.[3] Environnement Canada est responsable de la conception et de la compilation de l'Inventaire canadien des émissions et de l'élimination des GES (CGERI), à l'échelle nationale, provinciale et sectorielle, sans que les émissions soient attribuées à une quelconque source individuelle. Pour calculer les émissions nettes, Environnement Canada utilise avant tout les données publiées, notamment les données sur l'énergie de Statistique Canada, mais il s'appuie également sur des données recueillies auprès de l'industrie ou obtenues à partir de modèles et de techniques mises au point à l'interne. L'information sur les émissions de GES fournie par les entreprises sert plus à la vérification qu'à la véritable surveillance.

À l'échelle nationale, les rapports volontaires publiés dans le cadre du programme Mesures volontaires et Registre constituent une source importante de données sur les émissions. Cependant, les données sont limitées et, partant, ces rapports ne satisfont pas aux conditions de transparence et d'attribution que les rapports internationaux et nationaux devront probablement remplir aux termes du Protocole de Kyoto. Du fait que la collecte des données est volontaire, ces données sont en général insuffisamment exhaustives et détaillées. À l'heure actuelle, la majeure partie de l'information est recueillie dans le cadre de projets, plutôt qu'à l'échelle de l'entreprise comme l'exigeraient ces initiatives.

---

[3] *Monitoring, Reporting and Review of National Performance under the Kyoto Protocol*, document d'information de l'OCDE, octobre 1998.

La portée d'un système complet de déclaration des émissions, aux fins nationales, dépend des politiques nationales éventuelles. Par exemple, il se peut qu'une déclaration des émissions à l'échelle de l'entité ne soit pas nécessaire si certains instruments stratégiques sont utilisés à l'exclusion d'autres instruments, comme un système de permis échangeables basé sur la teneur en carbone des produits dérivés des combustibles fossiles. Un tel système pourrait être administré en fonction des ventes de combustible et d'un ensemble de coefficients fixes concernant la teneur en carbone.

Mise en œuvre

Il convient d'inclure le secteur de la production d'électricité dans la démarche progressive adoptée pour concevoir et mettre en œuvre un système exhaustif de surveillance et de déclaration des émissions de GES.

Organismes responsables

Environnement Canada, avec le soutien d'organismes provinciaux.

Liens stratégiques avec d'autres secteurs

Une déclaration des émissions à l'échelle de l'entité serait requise pour les politiques qui s'appliqueraient aux émissions à cette échelle. Au tout début, les rapports devraient couvrir une large gamme de secteurs afin de permettre une évaluation des différents problèmes à résoudre en matière de méthodes de mesure et de déclaration.

Le coût de la fourniture de données peut varier d'une industrie à une autre, mais il n'y a aucune raison de s'attendre à des différences d'ordre décimal.

Coût économique pour le secteur de l'électricité

Le coût de la production de rapports par les entreprises d'électricité ne devrait pas être élevé. Ces entreprises fournissent déjà une grande partie des données nécessaires à une comptabilisation complète des GES. Cependant, l'information a tendance à être répartie entre plusieurs départements au sein des entreprises de services publics et elle est souvent fondée sur des hypothèses non uniformes. Il convient de rendre les données cohérentes et de rationaliser la façon de présenter les rapports.[4]

Répercussions sur le commerce international

Probablement négligeables, à moins que les partenaires commerciaux du Canada n'utilisent l'information à mauvais escient pour dresser des barrières commerciales.

Expériences dans d'autres pays

Les méthodes de collecte de données pour les inventaires nationaux varient considérablement d'un pays à un autre et elles sont souvent étroitement liées aux ressources disponibles pour réaliser un tel inventaire. Normalement, elles dépendent des systèmes nationaux de statistique. Lorsque les données ne sont pas recueillies à d'autres fins, comme c'est le cas pour les émissions industrielles de SF_6, de HFC et de PFC, il est possible que les émetteurs soient les seules sources d'information. Lorsque les données

---

[4] *Greenhouse Gas Decision Tools, Tom Wilson, EPRI Journal, volume 20, numéro 3.*

sont recueillies à la source, certains pays de l'Union européenne utilisent le même système pour les GES que pour d'autres polluants.

Conditions requises pour la mise en œuvre

Il convient tout d'abord d'établir un plan décrivant une démarche progressive pour mettre en œuvre la mesure à une grande échelle sur une période de trois ans. Au début, on choisira un échantillon relativement petit d'entités dans divers secteurs afin de déterminer les problèmes à résoudre en matière de méthode de mesure et de déclaration, ainsi que les liens entre les mesures et les exigences concernant les données, à la fois avant et après la période d'engagement. Dans la définition du plan, il convient d'éviter les dédoublements et les fardeaux administratifs inutiles pour les participants en rationalisant les rapports qui sont déjà présentés aux différents gouvernements.

Analyse : points de vue des membres de la Table

Pour les membres de la Table, les objectifs de cette mesure étaient les suivants :

- permettre une exécution plus rigoureuse des activités volontaires menées dans le cadre des programmes ÉcoGeste et Mesures volontaires et Registre;
- appuyer le programme de crédits pour mesures hâtives;
- appuyer la mesure n° 2 (divulgation, à l'échelle de la vente au détail, de la composition du parc électrogène ou des émissions);
- servir de précurseur pour un système d'échange vérifiable de droits d'émission — notamment en ce qui concerne l'établissement de niveaux de référence défendables;
- soutenir la participation canadienne à des forums internationaux, dont ceux chargés d'élaborer les mécanismes de Kyoto, grâce à une meilleure compréhension des questions entourant la production de rapports sur les émissions.

Les membres ont souligné que la majeure partie des émissions faisait l'objet de déclarations volontaires de la part des grands producteurs d'électricité et des entreprises de services publics, et que le secteur est à la pointe du combat à cet égard. Cependant, certains membres ont signalé qu'il existe encore des incohérences entre les différents ensembles de données et que les producteurs indépendants sont encore nombreux à ne pas produire de rapports. Il semble qu'un plus haut degré d'exhaustivité et de rigueur soit nécessaire pour permettre la réalisation des objectifs susmentionnés.

Le problème de la confidentialité se pose de plus en plus à mesure que la concurrence s'installe. Les producteurs peuvent être réticents à publier des données concernant leur production ou leur consommation de combustibles, ou d'autres données qui permettent de tirer des conclusions au sujet de leur production ou de leur consommation de combustibles. Les producteurs indépendants, en particulier, ne veulent pas être obligés de présenter des rapports en l'absence de mesures de protection adéquates, comme la suppression, dans les rapports publics, de statistiques obtenues à partir d'un petit nombre d'entreprises.

Le programme Mesures volontaires et Registre, de par sa nature volontaire, n'est pas considéré comme un mécanisme approprié pour la constitution d'un inventaire dans le

cadre d'un système complet de déclaration des émissions. L'un des avantages de la déclaration est d'attirer l'attention des gestionnaires sur les risques et les possibilités associés aux émissions.

Les membres de la Table se sont également montrés préoccupés par le fait que le secteur de l'électricité risque d'être particulièrement visé dans un système de déclaration des émissions, soit parce qu'il produit déjà d'excellents rapports, soit parce que cette tâche est relativement facile (par exemple à cause du nombre relativement peu élevé de centrales). Il est important que, dans les premières étapes, la mesure vise une large gamme de secteurs afin de permettre une démarche équilibrée vers la réalisation d'un système exhaustif.

La Table soutient énergiquement cette mesure, qu'elle considère comme un élément essentiel. Cette mesure devrait fonctionner sans heurt avant la période d'engagement; le calendrier exact de mise en œuvre serait basé en partie sur ce que font les autres pays. Il est important de procéder par étapes et de ne pas imposer d'exigences superflues en matière de déclaration.

2. *Information des consommateurs*

Diffusion d'information aux consommateurs d'électricité sur la composition du parc de production et ses implications environnementales

Exiger des détaillants d'électricité qu'ils communiquent à leurs clients leurs sources d'électricité et(ou) les impacts environnementaux.

Contexte

L'objectif de cette mesure est de faire en sorte que les consommateurs connaissent les caractéristiques de l'électricité qu'ils achètent, afin qu'ils puissent prendre des décisions éclairées au sujet de leur consommation d'électricité. Dans les provinces où la distribution de détail est assurée par des monopoles, la divulgation ou l'étiquetage permet aux clients de décider de la source et de la quantité d'électricité consommée en connaissance de cause. Dans les régions où les clients peuvent choisir leur fournisseur, cette information peut guider leur choix. Pour certains, cette mesure est similaire à la divulgation de la composition nutritionnelle sur les étiquettes des produits alimentaires.

Cette mesure permettrait également de sensibiliser le public au sujet des problèmes liés au changement climatique et de la façon dont nos décisions quotidiennes influent sur les émissions de GES. L'étiquetage concernant les GES devrait également être adopté dans d'autres secteurs de l'économie tels que les transports, les bâtiments et l'industrie afin que le secteur de l'électricité ne soit pas indûment pointé du doigt aux yeux du public.

La diffusion d'information peut se faire selon deux démarches, l'une basée sur le produit, l'autre sur l'entreprise. Supposons, par exemple, que les sources d'énergie d'une entreprise soient l'énergie nucléaire, pour 50 %, et le gaz naturel, pour 50 %. Dans la démarche basée sur l'entreprise, cette dernière doit vendre de l'électricité produite à 50 % dans des centrales nucléaires et à 50 % dans des centrales thermiques. Dans la démarche basée sur le produit, l'entreprise pourrait vendre de l'électricité provenant en totalité de centrales thermiques à la moitié de ses clients et de l'électricité provenant en totalité de centrales nucléaires à l'autre moitié de ses clients. La recherche montre que les clients comprennent et acceptent les deux démarches. Cependant, la démarche basée sur le produit permet un lien plus étroit entre les décisions des vendeurs en matière d'investissement et d'exploitation, d'une part, et les préférences indiquées par les acheteurs, d'autre part. En revanche, dans la démarche basée sur l'entreprise, la mise au point de nouveaux produits a très peu d'effets sur la composition moyenne du panier offert par les fournisseurs. On peut exiger des détaillants qu'ils divulguent soit la composition du parc électrogène, soit les émissions et les impacts, ou les deux.

À l'heure actuelle, seule l'Ontario prévoit imposer la divulgation de l'information dans la vente au détail. En vertu de l'*Ontario Energy Competition Act* (1998), un règlement peut être édicté concernant la divulgation à la fois du type de production et de « la nature et de la quantité de polluants prescrits ». En vue de l'ouverture du marché de détail de l'électricité, le gouvernement de l'Ontario a proposé un étiquetage obligatoire et uniforme indiquant la composition du panier énergétique sur tout le matériel publicitaire. Tout détaillant faisant état du type de source d'électricité ou des effets de la production ou de l'utilisation de l'électricité sur l'environnement serait tenu de divulguer la

composition prévue du parc électrogène. Le gouvernement propose également que soit préparée une feuille d'information sur l'environnement, qui serait distribuée aux clients avant la mise en place d'un marché de détail de l'électricité, en l'an 2000. Par ailleurs, il a l'intention d'élaborer des règlements plus détaillés pour retracer, recueillir et distribuer aux consommateurs l'information disponible sur les aspects environnementaux de la production d'électricité, une fois que le marché sera ouvert.

Mise en œuvre

Les deux exigences essentielles concernant la divulgation de l'information sont l'exactitude et l'utilité de la présentation de l'information. Dans les systèmes de vente au détail, l'exactitude requiert le marquage ou l'homologation de la transaction (« identification des électrons »), des systèmes d'information, des conventions relatives aux mesures et l'application de lois sur la publicité loyale. Il convient de faire un compromis entre un système facile à utiliser, mais peut-être aussi simpliste, et un système exhaustif, mais difficile à comprendre. Les recherches en mercatique dans le secteur de l'électricité et dans d'autres secteurs montrent que la divulgation doit être simple et uniforme, afin que les consommateurs ne soient pas noyés sous l'information.

La protection des consommateurs et la réglementation des services publics relèvent des gouvernements provinciaux. Il sera important que le gouvernement fédéral et les gouvernements provinciaux travaillent de concert pour harmoniser les exigences en matière d'étiquetage. Cette harmonisation sera de plus en plus importante si, sous l'effet de la concurrence ou des politiques environnementales, le commerce interprovincial ou international prend de l'ampleur.

Organismes responsables

Dans les provinces où le marché de détail est ouvert, les exigences en matière de divulgation peuvent faire l'objet d'une loi ou elles peuvent être considérées comme relevant de la loi sur la protection des consommateurs, dont l'un des principaux buts est d'empêcher les fausses allégations de la part des entreprises concurrentes.

Liens avec d'autres politiques

La divulgation et l'homologation ne peuvent à elles seules assurer une amélioration de la qualité de l'environnement : l'éducation du public doit venir s'ajouter à la divulgation. Cette éducation peut même accroître l'impact de l'étiquetage, comme c'est le cas avec l'étiquetage nutritionnel, les autocollants indiquant la consommation d'énergie sur les appareils ménagers et autres types d'étiquetage.

L'homologation d'une source d'électricité écologique (par exemple, un programme éco-logo) est simplifiée lorsque les normes relatives à l'information qui doit être divulguée sont exemptes de toute ambiguïté.

Les autorités qui adoptent des normes relatives au portefeuille énergétique ou des frais liés « aux avantages du système » pour financer des ressources respectueuses de l'environnement particulières doivent faire attention au double comptage et faire une distinction entre les investissements dans les ressources ou les achats conformes à ces mandats et l'approvisionnement offert dans le cadre d'autres programmes axés sur le

marché. Autrement, les consommateurs pourraient être amenés à payer une prime pour des mesures qu'un fournisseur d'énergie doit mettre en oeuvre de toute façon.

Il peut être permis d'autoriser l'inscription des réductions d'émissions de GES lorsqu'il en existe des estimations précises et fiables.

L'uniformité des règles relatives à la divulgation, entre les provinces, devient plus importante avec l'accroissement du commerce interprovincial de l'électricité, si l'on veut que les clients puissent faire des comparaisons entre des fournisseurs de leur province et des fournisseurs de l'extérieur (qu'il s'agisse d'une autre province ou d'un État). La normalisation de l'étiquetage aiderait également les négociants qui vendent de l'électricité dans plusieurs provinces. (Voir les effets régionaux ci-dessous).

Problèmes de comptabilisation entre provinces

Les différences d'exigences en matière de divulgation entre les provinces pourraient fournir un prétexte pour contourner ou déformer l'obligation de divulgation. Si les méthodes de divulgation varient d'une province à une autre, le tarif de l'électricité importée est normalement calculé comme étant la moyenne des tarifs appliqués aux centrales dans la province d'exportation. Ainsi, on est certain que des entreprises ne prétendront pas n'exporter de l'électricité « sale » que dans une province où il n'y a pas de règle de divulgation, tout en réclamant un crédit environnemental pour une quantité disproportionnée d'électricité vendue localement.

Coût économique pour le secteur de l'électricité

Pour le secteur, les coûts additionnels associés à la divulgation sont attribuables aux tâches administratives accrues nécessaires pour suivre l'approvisionnement en électricité par type de source d'énergie. La documentation concernant les programmes d'énergie verte dans les entreprises de services publics fournit certains renseignements sur les coûts administratifs. Par exemple, le coût (ponctuel) de la reprogrammation du système de facturation était de l'ordre de 50 000 à 100 000 $ pour une certaine entreprise.[5] Dans le cas d'un marché de détail ouvert, les producteurs autres que les entreprises de services publics absorberaient généralement ces coûts administratifs. Les entreprises provinciales de services publics refileraient probablement les coûts à tous les consommateurs selon les principes de récupération des coûts en vigueur.

Répercussions régionales

Les systèmes où domine l'hydroélectricité sont largement interconnectés avec les États américains voisins, et les exportations pourraient augmenter si la capacité de production de ces systèmes excédait la consommation intérieure. La conservation de l'électricité dans les provinces productrices d'hydroélectricité pourrait contribuer à la réduction des émissions de GES en permettant de libérer de l'électricité pour l'exportation, qui se substituerait alors à l'électricité produite à partir de combustibles fossiles dans les États voisins.

---

[5] *Weijo, R. O. et D. Boleyn, 1996. « Product Concept and field Test of Green Marketing Programmes », American Council for an Energy-Efficient Economy 1996 Summer Study, Portland, Ore. : Portland General Electric.*

La mesure relative à l'information des consommateurs doit être intégrée à d'autres programmes d'éducation du public afin que soit envoyé un message général au sujet des avantages de l'efficacité énergétique et des économies d'énergie, indépendamment du type de production d'électricité.

Répercussions sur le commerce international

Les différences entre le Canada et les États-Unis concernant les exigences de divulgation pourraient avoir des répercussions sur les échanges bilatéraux d'électricité si les règles de comptabilisation adoptées par les autorités compétentes ne sont pas harmonisées.

Expériences dans d'autres pays

En mars 1997, les entreprises de services publics des six États de la Nouvelle-Angleterre ont élaboré la règle du « NECPUC » (New England Committee of Public Utility Commissioners) pour une divulgation uniforme et efficace dans la vente au détail de l'électricité. La règle est devenue le fondement de la majorité, voire de la totalité, des lois relatives à la divulgation maintenant en vigueur ou à l'étude aux États-Unis. Dans les États du Maine, du Massachusetts, du Vermont et de la Californie, la divulgation obligatoire fait partie des conditions de restructuration du marché de l'électricité. Le Massachusetts et le Vermont exigent la divulgation de données sur les émissions et sur la composition du parc électrogène, tandis que le Maine n'exige que ce dernier type de données. La Californie a récemment inscrit dans la loi un programme de divulgation des sources d'électricité.

Il est encore trop tôt pour évaluer les répercussions de la divulgation sur l'adoption de technologies émergentes non productrices de GES. Cependant, selon diverses études[6], les consommateurs ont eu les mêmes réactions lorsqu'il leur a été demandé quelle information devait être divulguée :

- La plupart des participants souhaitaient obtenir divers renseignements sur lesquels ils pourraient se baser pour choisir un fournisseur. Bien que l'intérêt stratégique initial en ce qui concerne la divulgation d'information ait porté avant tout sur les questions environnementales, les groupes de concertation ont insisté sur le fait que la divulgation d'information est un problème plus vaste de protection des consommateurs.
- Les groupes de concertation s'entendaient relativement bien sur les facteurs importants dans le choix d'un fournisseur, à savoir : le prix, la fiabilité du service, l'information relative à l'environnement (dont la composition du parc électrogène et les émissions), les termes du contrat, les antécédents de l'entreprise et le dossier en matière de service à la clientèle.
- Le prix était habituellement le facteur le plus important. Même si les fournisseurs peuvent utiliser des structures de prix différentes pour divers produits, les participants voulaient être capables de comparer les prix en termes de nombre moyen de cents par kWh.

---

[6] Par exemple, The National Council on Competition and the Electric Industry Report : A Summary of Research on Information Disclosure, *Consumer Information Disclosure Project, avril 1998.*

- Lorsque les deux types d'information — composition du parc électrogène et émissions — étaient présentés, les participants reconnaissaient que l'information n'était pas la même et ils voulaient voir les deux.
- Les participants se sont montrés prêts à payer une petite somme pour recevoir de l'information normalisée et ils ont compris que le coût serait inclus dans le prix de l'électricité.

Conditions requises pour la mise en œuvre

Pour mettre la mesure en œuvre, il faut pouvoir surveiller la composition du parc électrogène auquel s'approvisionne le détaillant d'électricité. Il est impossible de retracer l'électricité livrée à un client branché sur le réseau jusqu'à une centrale ou plusieurs centrales particulières parmi l'ensemble des producteurs sur le réseau. Par conséquent, la divulgation ne peut que concerner les caractéristiques des sources d'électricité avec lesquelles un détaillant a des contrats. Ce processus peut être assez complexe : par exemple, la ou les sources en question peuvent varier selon les prix, les arrêts pour entretien et la congestion des lignes de transport.

Aspects à approfondir

Il serait utile d'élaborer une stratégie d'information des consommateurs et du public intégrée et exhaustive et de définir la place de l'étiquetage des produits dans cette stratégie.

Analyse : points de vue des membres de la Table

L'électricité peut être produite à l'aide de technologies aux effets très variables en ce qui concerne les émissions de GES. À cet égard, l'électricité est très différente des produits pétroliers et du gaz naturel, les principales autres sources d'énergie vendues au détail qui produisent des GES. Par conséquent, l'étiquetage de l'électricité en ce qui a trait à ses aspects environnementaux permet une plus large gamme de choix écologiques. Cette mesure n'a pas d'aspect coercitif et il a été démontré que le mécanisme fonctionnait en pratique. Un tel mécanisme est en voie d'être mis en place en Ontario.

La mesure peut être appliquée à tous les systèmes. Le fait que les règles puissent être volontaires dans les provinces où la vente de détail est assurée par des monopoles, et obligatoires dans d'autres provinces, ne semble pas poser de problème à priori. Cependant, un accroissement des échanges interprovinciaux d'électricité pourrait faire partie de la solution la moins coûteuse en cas d'imposition d'une norme contraignante sur les émissions, et il est donc très important d'harmoniser les règles de divulgation.

La divulgation obligatoire de la composition du parc électrogène ou de ses caractéristiques environnementales est courante dans les provinces ou États où le marché de détail est ouvert. La divulgation obligatoire permet une présentation transparente des contrats d'électricité ayant des répercussions différentes du point de vue environnemental, ce qui facilite le choix des consommateurs. Les entreprises de services publics monopolistiques peuvent aussi offrir en option des tarifs « respectueux du climat » et les clients peuvent modifier leurs niveaux de consommation en se basant sur l'information fournie, même en l'absence de différences de tarif. Par conséquent, les

membres de la Table estiment que cette mesure pourrait avoir des répercussions sur les émissions de GES, quelle que soit la structure du marché.

Les lois relatives à l'étiquetage sont habituellement explicites au sujet de la forme sous laquelle l'information doit être présentée. La publication de l'information n'est pas suffisante en elle-même. Plusieurs membres de la Table estiment que la divulgation de l'information serait plus efficace si cette information était fournie sur la facture du consommateur.

La mesure est liée à la mesure 7D (Rabais sur les primes) qui suppose l'existence de tarifs, de contrats ou de prix différents pour l'électricité respectueuse du climat vendue par les détaillants, mais elle reste cependant distincte. La divulgation serait nécessaire pour la mise en œuvre de la mesure 7D. La mesure est également liée aux activités de la Table de l'éducation et de la sensibilisation du public.

Malgré certaines réserves au sujet de la quantité d'information que les clients souhaitent recevoir, les membres de la Table appuient fermement cette mesure. La Table apporterait son soutien aux autres provinces qui emboîteraient le pas à l'Ontario, lorsqu'un choix environnemental important pourrait être jugé possible.

Certains membres de la Table considèrent que l'étiquetage concernant les GES devrait également être adopté dans d'autres secteurs de l'économie tels que les transports, les bâtiments et l'industrie, afin que le secteur de l'électricité ne soit pas indûment pointé du doigt aux yeux du public.

3. Réglementation plus efficace

3A) Améliorer l'efficacité de la réglementation – Projets majeurs

Lever les ambiguïtés de la réglementation pour que les centrales contribuent à atteindre les objectifs environnementaux, sociaux et économiques de la politique canadienne, en veillant à ce que les processus d'évaluation et d'approbation soient aussi transparents, clairs, équitables, opportuns et efficaces que possible, tout en assurant une véritable protection de l'environnement.

Contexte

Pour atteindre les objectifs de Kyoto, il faudra probablement faire en sorte qu'une grande quantité d'électricité soit produite à l'aide de technologies émergentes à faibles émissions de GES. Si l'on veut que les nouvelles centrales soient construites en temps opportun, il faut que les études environnementales et autres soient menées de façon claire et efficace. Cependant, il faut s'assurer que tout changement apporté à ces processus ne nuise pas à une protection efficace de l'environnement.

L'objectif de la présente mesure est d'éliminer les retards et les incertitudes qui entraînent des coûts superflus et des retards pour les promoteurs.

Certains nouveaux projets acceptables des points de vue de l'environnement et de l'économie peuvent être bloqués à cause d'incertitudes liées à la durée et aux exigences de l'étude, ou à cause du risque de poursuites légales après-coup. Ces incertitudes ont relativement plus de conséquences pour les projets hydroélectriques en raison du nombre d'autorités concernées : ministères fédéraux et provinciaux, autorités régionales et autorités locales. De plus, les grands projets hydroélectriques attirent de façon disproportionnée l'attention des organismes de réglementation et des intervenants, si on les compare avec de multiples petits projets qui, ensemble, représenteraient une puissance installée équivalente. Par ailleurs, les investisseurs sont très sensibles aux incertitudes de la réglementation, compte tenu de l'échelle de ces projets, de la forte concentration de capitaux qui leur est associée, des longs délais de mise en production et des très longues vies utiles des installations.

Mise en œuvre

Cette mesure pourrait être mise en œuvre immédiatement. Une mise en œuvre rapide permettrait que les nouvelles centrales contribuent à la réduction des émissions de GES pendant la première période budgétaire de Kyoto, notamment dans le cas de l'hydroélectricité.

Organismes responsables

Les principaux organismes fédéraux concernés ou participants sont Environnement Canada, Ressources naturelles Canada, Pêches et Océans Canada, la Garde côtière canadienne et l'Agence canadienne d'évaluation environnementale. Les organismes provinciaux varient selon les provinces.

Coût économique pour le secteur de l'électricité

Une clarification des processus d'autorisation contribuerait à encourager l'expansion lorsque celle-ci se révèle économique, à condition que les objectifs canadiens en matière de politiques sociales et environnementales soient maintenus. Toutes choses égales d'ailleurs, la mesure devrait permettre de réduire les coûts de la réglementation et de lancer certains projets qui, autrement, n'auraient jamais vu le jour.

Répercussions économiques dans d'autres secteurs

Les fournisseurs et constructeurs canadiens de centrales et d'installations de transport tireraient des avantages de la mesure grâce à un accroissement des activités locales et à une plus grande compétitivité à l'échelle internationale. La majeure partie des dépenses de développement iraient à des produits et services canadiens, ce qui stimulerait l'économie nationale.

Répercussions régionales

En ce qui concerne l'hydroélectricité, il y aurait des retombées régionales au Québec, à Terre-Neuve, au Manitoba et en Colombie-Britannique. Des mesures d'amélioration locales peuvent accroître les retombées dans des sous-régions qui en ont besoin.

Répercussions sur le commerce international

Dans certains cas, l'électricité produite dans de nouvelles centrales à faibles émissions de GES serait exportée aux États-Unis. Selon le régime international mis en place, les exportateurs canadiens pourraient négocier la valeur des réductions subséquentes des émissions de GES.

Conditions requises pour la mise en œuvre

Les mandats des commissions d'évaluation environnementale et leurs lignes directrices garantiront qu'il est convenablement tenu compte de la réduction des émissions de GES. Pour cela, il faudra peut-être modifier certaines lois ou règlements.

Les responsables des études d'évaluation de l'impact sur l'environnement auraient également à tenir compte des leçons tirées des études de suivi et des recherches concernant les impacts des projets hydroélectriques et des mesures d'atténuation sur la qualité de l'eau, la concentration de mercure et les poissons, entre autres.

Examen approfondi

Les partisans de cette mesure estiment que les améliorations suivantes doivent être apportées aux régimes législatif et réglementaire :

1. Clarifier certaines notions dans le cadre légal actuel, telles que :

Dans la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (LCEE) :

- « Évaluation des effets cumulatifs » : En vertu de la LCEE, toute évaluation doit porter sur « les effets environnementaux du projet, y compris les effets cumulatifs que sa réalisation, combinée à l'existence d'autres ouvrages ou à la réalisation d'autres projets ou activités, est susceptible de causer à l'environnement ». Toutefois, la LCEE ne fournit pas d'autre définition ou description des effets cumulatifs. Bien que la

notion d'effets cumulatifs soit reconnue et constitue un élément de l'évaluation environnementale, il y a des risques que les effets cumulatifs soient mal compris ou qu'ils soient utilisés pour ralentir le processus. Il est donc important d'établir des balises pour les effets cumulatifs. En 1997, l'Agence canadienne d'évaluation environnementale a publié un guide préliminaire sur l'évaluation des effets cumulatifs. Il s'agit en fait d'un document de travail qui ne renferme aucune étude critique de l'expérience passée.

- « Viser le développement durable » : La Loi ne fournit aucune définition de cet objectif.
- *Certains éléments de la définition de « projet » doivent être clarifiés.*
- « Nécessité du projet et solutions de rechange » : La portée de cette justification et de l'analyse n'a jamais été définie clairement. Cette portée doit-elle être locale, régionale, nationale ou internationale? Des lignes directrices sont nécessaires. Par ailleurs, les sources d'électricité à faibles émissions de GES doivent être adéquatement reconnues dans ces lignes directrices.
- La « spiritualité » comme aspect de l'environnement : la LCEE doit explorer d'autres avenues pour inclure les groupes autochtones dans les processus d'évaluation qui font intervenir plusieurs autorités compétentes.

Dans la *Politique du ministère des Pêches et des Océans*

- « Aucune perte nette d'habitat » : Cette notion n'est pas claire et ne s'applique pas de façon uniforme. Compte tenu de la modification inévitable des habitats consécutive à un projet, les mesures d'atténuation et de compensation à l'extérieur de la zone touchée devraient être incluses plus systématiquement dans les solutions.
- « Utilisation multiple des cours d'eau » : Il est essentiel d'arriver à un équilibre entre les utilisations des ressources en eau. Cependant, la *Politique* ne reconnaît pas les réalités de la planification de l'utilisation multiple.

Dans le *Projet de loi C-32,* examen de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement* (LCPE) :

- « Principe de précaution » : Bien que la LCPE ne soit pas directement en jeu dans les débats sur les processus d'étude environnementale, ce projet de loi comporte des notions mal définies, comme le principe de précaution, qui ont tendance à influencer la prise de décisions en général. En fait, la définition canadienne proposée dans le projet de loi C-32 est différente de celle qui apparaît dans l'accord international signé par 150 pays dont le Canada. C'est là une autre source possible de confusion et de différend.

2. Limiter les pouvoirs et dispositions discrétionnaires dans les processus d'évaluation environnementale.

   Le *Règlement sur les dispositions législatives et réglementaires désignées* est un règlement essentiel qui permet de lancer des projets exécutés aux termes de la LCEE. Les principaux déclencheurs requièrent des autorisations émises en vertu de la *Loi sur les pêches* (par exemple, articles 22[1][2][3], 32, 35[2] et 37[2]) et de

la *Loi sur la protection des eaux navigables*. Ces articles posent des problèmes à cause de l'utilisation d'expressions telles que « ... la personne doit, à la demande du Ministre » ou « ...le Ministre ou une personne désignée par le Ministre estime que... ». Il convient de modifier le *Règlement sur les dispositions législatives et réglementaires désignées* et de rationaliser les déclencheurs pour les projets qui requièrent une évaluation environnementale en raison de leurs impacts environnementaux potentiels. En outre, étant donné que les grands projets hydroélectriques seront plus susceptibles d'être soumis à une évaluation, les déclencheurs devraient être plus prévisibles. En conséquence, le règlement devrait préciser quand et comment les ministres peuvent intervenir. En ce qui concerne la *Loi sur la protection des eaux navigables*, le règlement devrait spécifier les cours d'eau qui sont considérés comme navigables afin que les tribunaux n'aient pas à décider dans chaque cas.

3. Faire en sorte que les évaluations environnementales portent sur des problèmes clefs, en ajustant ou modifiant les mécanismes légaux critiques :

- Les lignes directrices ont plus de chances de répondre à des normes élevées de qualité et de professionnalisme si elles sont préparées par des personnes qui ont de l'expérience en matière d'évaluation et qui connaissent bien le territoire concerné, plutôt que par des membres de la population en général. Les audiences publiques sur les lignes directrices devraient être consacrées à la définition des grands problèmes, et non à l'étude de nouveaux détails à inclure dans les évaluations environnementales. À l'heure actuelle, les audiences publiques donnent souvent lieu à des études encyclopédiques qui n'apportent pas grand-chose.

- Dans les audiences publiques, on devrait veiller à ce que l'accent soit mis sur la définition de mesures d'atténuation acceptables ainsi que sur la possibilité d'aller de l'avant avec le projet. Souvent, les débats portent sur des questions stratégiques qui débordent le cadre de l'audience (par exemple, la gestion et l'allocation des ressources dans le contexte de l'évaluation des effets cumulatifs). Ces questions relèvent plus des gouvernements que des promoteurs, en particulier dans un contexte de marché concurrentiel.

- Il convient de spécifier des délais pour chaque étape essentielle du processus, à savoir la publication des lignes directrices, les audiences publiques et la prise de décisions par les autorités compétentes aux termes de la LCEE.

4. Harmoniser les processus de prise de décisions et respecter les champs de compétence provinciaux

- Les ministères fédéraux doivent coordonner leurs efforts. La législation et les règles fédérales doivent traiter les questions de façon exhaustive (par exemple, la question de l'utilisation multiple des cours d'eau devrait être incluse dans la *Loi sur les pêches*).

- Les processus provinciaux et fédéraux, dans lesquels les mécanismes de déclenchement et les démarches sont souvent fondamentalement différents, doivent être harmonisés. La plupart des processus provinciaux d'évaluation environnementale débutent par la phase de planification d'un projet, alors que le processus fédéral prévu

par la LCEE commence par la phase de construction. Les évaluations environnementales sont plus efficaces si elles coïncident avec les premières étapes de la planification d'un projet. C'est à ce moment-là que la participation et l'engagement des autorités fédérales en vertu de la LCEE sont essentiels pour permettre au promoteur de se faire une idée des conditions fondamentales, des lignes directrices, des effets cumulatifs, etc.

Constitutionnellement, le développement hydroélectrique relève du gouvernement provincial. Bien que les tribunaux canadiens aient reconnu le droit pour le gouvernement fédéral d'intervenir lorsque son champ de compétence sur l'environnement est concerné, cette intervention ne devrait pas constituer une forme de réglementation indirecte. L'harmonisation des processus d'évaluation environnementale ne devrait pas seulement viser la mise en place d'un guichet unique; elle devrait également permettre de trouver une solution à ce problème fondamental.

Analyse; points de vue des membres de la Table

L'analyse de la mesure n° 5 ci-dessous montre que le développement hydroélectrique peut jouer un rôle important en ce qui concerne le respect d'une norme contraignante en matière de réduction des émissions.

On peut également illustrer l'importance de la mesure dans le cadre d'une politique de lutte contre le changement climatique en supposant qu'aucune nouvelle centrale hydroélectrique n'est construite dans les deux scénarios possibles, sans limitation et avec limitation des émissions de carbone. Dans les deux cas, les coûts d'approvisionnement sont plus élevés que si la construction de grosses centrales hydroélectriques était autorisée, mais le coût actualisé net additionnel, sur 30 ans, du respect d'une limitation à 94 % des niveaux de 1990 est de 5,9 milliards de dollars en l'absence de construction de grosses centrales, alors qu'il n'est plus que de 3,9 milliards de dollars si la construction de nouvelles centrales est autorisée.

Les membres de la Table sont généralement en faveur de cette mesure et ils aimeraient qu'une plus grande priorité soit accordée à la question de l'efficacité des règlements. Selon une déclaration faite lors de la réunion conjointe des ministres, le développement hydroélectrique fait partie de la solution au problème de la lutte contre le changement climatique au Canada. Cependant, plusieurs membres de la Table, certains groupes et certaines personnes s'inquiéteront du fait que les améliorations apportées aux processus d'examen pourraient mener à une protection inadéquate de l'environnement. Une véritable protection de l'environnement basée sur des consultations publiques utiles doit rester une exigence incontournable dans la mise en œuvre de cette mesure. Plusieurs membres de la Table pensent que le problème ne réside pas tant dans le manque de lois visant à protéger l'environnement que dans un manque apparent de volonté ou de ressources pour faire appliquer les lois existantes. Le soutien de la Table est conditionnel à la mise en œuvre de mesures visant à assurer une application uniforme et rigoureuse des lois sur la protection de l'environnement.

3B) Intégrer explicitement la question des GES dans les processus d'évaluation et d'approbation

Contexte

La réglementation environnementale canadienne est en très grande partie le résultat de préoccupations concernant les impacts locaux. Cependant, certains des grands défis environnementaux actuels, notamment celui du changement climatique, sont d'envergure planétaire. La réglementation environnementale actuelle n'est pas en mesure d'apporter une solution adéquate à ces derniers problèmes. D'un point de vue pratique, la réglementation actuelle impose des exigences strictes pour certaines options liées à l'électricité afin de résoudre des problèmes locaux, mais elle ne reconnaît pas adéquatement leurs impacts à l'échelle mondiale ou elle ne fournit pas de solutions pour réduire ces impacts. Dans certains cas, pour atteindre les objectifs en matière de réduction des émissions de GES, il convient de reconnaître l'impact du projet sur les émissions de GES à l'échelle mondiale.

Mise en œuvre

Le principal objectif de cette mesure est de faire en sorte que les avantages à l'échelle mondiale soient reconnus dans l'évaluation des impacts environnementaux et sociaux des projets. Cela ne signifie pas que les examens des impacts réalisés en vertu de la LCEE doivent inclure une analyse *détaillée* des émissions de GES; le but de la mesure est de faire en sorte que les caractéristiques d'un projet en matière d'émissions de GES ou de réductions d'émissions de GES soient généralement reconnues.

À l'échelon fédéral, la mise en œuvre de la mesure requiert des modifications à la Loi canadienne sur l'évaluation environnementale. Des changements dans les lois provinciales pourraient aussi être nécessaires, mais il se peut que des directives fournies par les gouvernements aux organismes de réglementation suffisent.

Répercussions régionales

La mesure serait avantageuse pour les provinces dont les ressources hydroélectriques et les autres ressources en matière d'énergie renouvelable sont sous-exploitées.

Analyse; points de vue des membres de la Table

Les membres de la Table avaient des opinions partagées en ce qui concerne l'insertion des émissions de GES dans les évaluations environnementales des projets et de la capacité des projets de réduire les émissions de GES. Certains estiment que cela représenterait un ajout inutile d'un processus réglementaire dans un domaine qui relève d'une politique nationale. D'autres pensent que, en l'absence d'une politique nationale sur les émissions de GES, les organismes de réglementation se sentiraient plus obligés d'inclure la question des émissions de GES dans les évaluations environnementales. Dans ce cas, il convient d'établir des lignes directrices ou des moyens officiels pour évaluer les compromis entre les émissions de GES et les avantages du projet, ou pour faire en sorte qu'il en soit tenu compte dans les coûts du projet.

Plusieurs membres ont exprimé des réserves sur le fait que, avec la mise en œuvre de la mesure, l'accent soit mis sur les impacts à l'échelle mondiale plutôt que sur les impacts locaux. À leur avis, la priorité sera toujours accordée aux questions locales.

3C) Lever les obstacles à la construction de lignes de transport interprovinciales afin d'optimiser l'utilisation des technologies à émissions de GES faibles ou nulles à l'échelle du Canada.

Contexte

À l'heure actuelle, au Canada et aux États-Unis, on observe une réticence croissante à investir dans le transport à longue distance, notamment lorsqu'il faut traverser des frontières nationales, provinciales ou entre États. En ce qui concerne de nouveaux investissements dans le transport interprovincial, la restructuration de l'industrie électrique et la réglementation environnementale suscitent des incertitudes. Les fournisseurs éventuels d'infrastructure de transport ne sont pas certains de pouvoir obtenir à temps l'autorisation des gouvernements et des organismes de réglementation, et ils craignent que la restructuration de l'industrie ne les prive d'un rendement acceptable de leurs investissements. Parmi les exemples récents d'intervention gouvernementale visant à faire en sorte que les lignes de transport soient construites à temps, citons l'Ontario, avec sa décision d'étendre sa capacité d'interconnexion avec les États-Unis et le Québec, et le Wisconsin, qui a décidé d'étendre la sienne avec l'Ouest.

Les nouvelles infrastructures de transport permettent de remplacer de l'électricité produite dans des centrales à fortes émissions de GES dans d'autres provinces par de l'électricité produite dans des centrales émettant peu ou pas du tout de GES. C'est donc là un moyen de réduire le coût de la configuration la moins coûteuse. En principe, les sources d'électricité émettant peu ou pas du tout de GES peuvent être, entre autres, l'énergie hydraulique, l'énergie éolienne, la cogénération, la gazéification intégrée du charbon, le charbon avec capture et stockage du CO_2, et l'énergie nucléaire. Les énergies solaire et éolienne bénéficieraient d'un élargissement du marché de l'électricité respectueuse du climat et d'une plus grande capacité d'assurer l'approvisionnement en faisant appel à des ressources disponibles dans d'autres provinces (ou États).

Les résultats de la modélisation avec E-MARKAL montrent qu'un accroissement important des échanges interprovinciaux pourrait faire partie d'une solution à moindre coût dans le cas où une limite serait imposée sur les émissions en 2020 et au-delà, et, dans deux des six scénarios, en 2010. (Voir la section *Analyse; points de vue des membres de la Table*, ci-dessous). La modélisation révèle également que, si toute construction d'infrastructure de transport était interdite, l'augmentation des coûts actualisés (jusqu'en 2030) du respect d'une limitation des émissions à 94 % des niveaux de 1990 pourrait atteindre 30 %.

La présente mesure devrait jouer un rôle dans la stratégie du Canada, mais il convient de poursuivre les consultations pour décider du type d'infrastructure de transport, de l'endroit et de la forme particulière de soutien. Il faudrait tenir compte de tous les impacts environnementaux de la construction des lignes de transport, par le biais des mécanismes appropriés d'évaluation et d'examen. Le soutien des contribuables pour l'infrastructure de transport interprovincial pourrait être obtenu de diverses manières : garanties d'emprunt, contributions directes, construction/cession-bail, ou compagnie de transport possédée par le gouvernement fédéral ou provincial, qui récupère son investissement par le biais de frais d'utilisation. Toutefois, ces mesures vont à l'encontre des politiques adoptées par certaines provinces.

Mise en œuvre

Si la mesure est mise en œuvre rapidement, les nouvelles infrastructures de transport et de production pourraient contribuer en temps opportun à la réduction des émissions de GES. Étant donné que les délais de mise en production des nouvelles centrales hydroélectriques peuvent atteindre 10 ans, la mesure devrait être mise en œuvre après une période de consultation n'excédant pas 2 ans si l'on veut qu'elle contribue à la réduction des émissions de GES pendant la période 2008-2012.

Organismes responsables

Le transport est une activité réglementée, quelle que soit la structure du marché. Par conséquent, les organismes essentiels sont les gouvernements et les organismes qui réglementent les entreprises de services publics. À l'échelon fédéral, ces organismes sont les ministères de l'Environnement et des Ressources naturelles ainsi que l'Office national de l'énergie; à l'échelon provincial, ce sont les ministères de l'Environnement et de l'Énergie ainsi que les organismes de réglementation provinciaux.

Répercussions régionales

La plupart des nouvelles centrales hydroélectriques seraient concentrées dans certaines provinces (Québec, Manitoba, Terre-Neuve et C.-B.). Les autres types d'installations se répartiraient différemment. Par conséquent, la nécessité de construire une infrastructure de transport interprovinciale additionnelle varierait selon les régions. D'après les résultats obtenus avec le modèle E-MARKAL, les nouveaux tronçons seraient construits entre le Québec et l'Ontario, d'une part, et entre le Manitoba et l'Ontario, d'autre part, avec les impacts correspondants dans ces trois provinces. Dans les scénarios basés sur une séquestration géologique peu coûteuse, l'Alberta tire également des avantages de l'exportation d'électricité sur de nouvelles lignes.

Coût économique (ou avantages) pour le secteur de l'électricité

La mesure devrait se traduire par une amélioration de l'efficacité des marchés concurrentiels de la production d'électricité, grâce à la réduction du pouvoir exercé sur le marché potentiel dans des réseaux provinciaux relativement isolés. Un transport interprovincial accru entraînerait également une augmentation de la fiabilité du système et de la sécurité énergétique et, partant, une réduction des problèmes semblables à ceux qui se sont posés récemment en Alberta et au Québec.

Répercussions sur le commerce international

La mesure vise principalement l'expansion de la production d'électricité pour approvisionner les Canadiens. Cependant, il est souvent plus économique d'exporter vers les États voisins que vers d'autres provinces en raison notamment du manque d'infrastructure de transport adéquate entre les provinces. Pour un certain nombre de raisons, les échanges d'énergie ont tendance à être plus importants dans l'axe Nord-Sud, avec les États-Unis, que dans l'axe Est-Ouest, à l'intérieur du Canada. Un soutien accordé à la mise en place de lignes de transport interprovinciales pourrait aider à changer cet état de choses.

La mesure aurait également pour effet d'aider les fournisseurs canadiens à accroître leur expérience et leur compétitivité sur le marché international.

Conditions requises pour la mise en œuvre

Il y a deux conditions essentielles : des accords négociés entre le gouvernement fédéral et les gouvernements provinciaux, et un soutien financier initial.

Analyse; points de vue des membres de la Table

Les résultats de la modélisation montrent qu'un accroissement important des échanges interprovinciaux pourrait faire partie d'une solution à moindre coût dans le cas où une limite serait imposée sur les émissions en 2020 et au-delà, et, dans le scénario composite et le scénario sans Bruce-A, en 2010. Les variations des échanges interprovinciaux dépendent avant tout des besoins de l'Ontario, notamment dans le cas où la centrale Bruce-A reste fermée, et également, dans le scénario composite, d'une plus grande demande globale. Les investissements dans de nouvelles lignes de transport rendus nécessaires par une limitation des émissions en 2020 vont de 1,8 GW dans le scénario de référence à 4,6 GW dans le scénario sans Bruce-A (en plus des investissements normaux de 1,8 GW et 1,9 GW, respectivement, la même année). Dans tous les cas, l'électricité additionnelle proviendrait principalement de centrales hydroélectriques.

Dans tous les scénarios, à l'exception des scénarios faisant intervenir la capture et le stockage à faible coût du CO_2, ce sont le Québec et le Manitoba qui aliment l'Ontario en électricité (hydroélectricité). Dans les scénarios faisant intervenir la capture et le stockage à faible coût du CO_2, la quantité d'électricité en provenance de ces provinces est réduite de moitié environ, l'autre moitié provenant alors de l'Alberta. Dans ces scénarios, l'Alberta exporte également vers la Colombie-Britannique.

Par exemple, dans le scénario sans Bruce-A, les résultats de la modélisation montrent qu'une limitation des émissions de CO_2 à un niveau de 20 % inférieur aux niveaux de 1990 se traduirait par la construction, en 2020, de lignes de transport d'une capacité de 40 MW entre l'Alberta et la Saskatchewan, de 1 380 MW entre le Manitoba et l'Ontario et de 3 200 MW entre le Québec et l'Ontario.

On a également fait tourner le modèle en supposant qu'aucune nouvelle ligne de transport interprovinciale ne serait construite. Dans ce cas, le coût net du respect d'une limitation à 94 % des niveaux de 1990 augmenterait de 1,3 milliard de dollars, soit une augmentation de 30 % par rapport au scénario non contraignant sur les lignes de transport.

Les membres de la Table sont généralement en faveur de cette mesure, puisqu'elle vise à permettre des configurations de production à moindre coût, avec ou sans limitation des émissions de GES. Cependant, certains membres tiennent à souligner qu'il convient de distinguer entre un soutien gouvernemental en vue de favoriser le développement et la bonne santé de l'industrie de l'électricité au Canada pour le bien des Canadiens, et une intervention du gouvernement sur le marché. Ils estiment que les mesures d'encouragement suggérées pourraient constituer un obstacle sérieux à la poursuite de la restructuration du secteur de l'électricité au Canada.

Tous les projets prévus doivent être acceptables des points de vue environnemental et social, et ils doivent faire l'objet de consultations publiques utiles. En outre, le soutien apporté à cette mesure dépend de la façon dont elle est financée.

4. Plan pour les combustibles fossiles

4A) Aide financière à la recherche-développement-démonstration : capture et stockage géologique du CO_2

Amener les gouvernements fédéral et provinciaux à apporter une aide financière à la recherche-développement dans le domaine des technologies de capture et de stockage du CO_2 émis par les centrales alimentées avec des combustibles fossiles, avec pour objectif de réduire les coûts de la capture du CO_2 à 20 $/t ou d'obtenir une réduction importante des émissions de CO_2.

Contexte

Il est possible de réduire considérablement les émissions de GES en capturant le CO_2 émis par de grosses sources ponctuelles telles que les centrales électriques alimentées au charbon. Le CO_2 capturé peut ensuite être comprimé, transporté et injecté dans des réservoirs souterrains profonds pour un stockage à long terme.

La technologie utilisée pour capturer et stocker le CO_2 est relativement nouvelle. Les procédés brevetés qui existent actuellement ont été mis au point initialement pour alimenter l'industrie en CO_2, non pour le stockage de ce gaz, et ils sont basés sur l'absorption ou l'adsorption pour extraire le CO_2 des gaz de combustion. Il est également possible d'extraire l'azote de l'air, d'ajouter le CO_2 provenant de la combustion à l'oxygène restant et de brûler du combustible dans le mélange obtenu. On obtient alors du CO_2 presque pur. Une autre méthode, appelée décarbonisation avant combustion, consiste à utiliser un combustible fossile pour produire un gaz intermédiaire riche en hydrogène. Dans ce cas, la capture du CO_2 fait partie intégrante du procédé. Le gaz riche en hydrogène est alors brûlé pour produire de l'énergie. On pourrait également mettre au point d'autres technologies, basées sur les membranes ou la cryogénie, qui pourraient être utilisées seules ou de concert avec d'autres technologies de capture.

La capture du CO_2 dans une centrale électrique revient relativement cher et consomme des quantités d'énergie importantes. À l'heure actuelle, les travaux de R-D portent principalement sur la réduction des coûts et l'efficacité nette de la réduction des émissions[7]. Les technologies de décarbonisation avant et après la combustion se révèlent pratiquement équivalentes en ce qui concerne l'acceptabilité et l'applicabilité, mais leurs coûts différents. Le coût de la capture et du stockage du CO_2 après combustion, avec épuration des gaz de combustion, s'élève à 1,5-2,0 ¢/kWh, tandis que l'épuration du gaz de synthèse avant la combustion revient à moins de 1,0-1,5¢/kWh.

En ce qui concerne le stockage, la société Statoil de Norvège a mis au point le premier système commercial de stockage du CO_2 en 1996. Depuis, la société a injecté environ un million de tonnes de CO_2 par an provenant du champ de gaz Sleipner West dans une formation saline profonde, à environ 800 m sous le fond de la mer du Nord. Le coût de l'opération s'élève à approximativement 15 $US/tonne de CO_2 évitée[8]. Par ailleurs, le

---

[7] Abatement and Mitigation of Carbon Dioxide Emissions from Power Generation, *exposé présenté à la conférence PowerGen 98 à Milan par Paul Freund, Programme de R-D sur les GES de l'AIE, juin 1998.*

[8] The Economics of CO_2 Capture, *exposé présenté au GHGT-4 à Interlaken, Suisse, 30 août – 2 septembre 1998, par H.J. Herzog, Massachusetts Institute of Technology (MIT), Laboratoire de l'énergie.*

stockage à grande échelle du CO_2 a été utilisé avec profit aux États-Unis dans le cadre de projets visant à améliorer la récupération de pétrole des champs pétrolifères épuisés ainsi que la récupération du méthane contenu dans les couches de charbon profondes. Ces technologies peuvent être utilisées partout où l'on retrouve les formations géologiques appropriées. Le CO_2 ainsi stocké peut servir pour l'amélioration de la récupération du pétrole, pour la récupération du méthane de houillère ou comme matière première dans l'industrie chimique. Toutefois, le marché du CO_2 comme matière première est limité et le potentiel global est faible. Ce sont l'amélioration de la récupération du pétrole et la récupération du méthane de houillère qui offrent les meilleures perspectives, là où les structures géologiques et les conditions économiques appropriées existent.

Méthane de houillère (MH), récupération assistée du pétrole (RAP), réservoirs de gaz et aquifères au Canada

Dans le bassin de l'Ouest du Canada, les ressources en MH techniquement récupérables sont importantes. Les estimations varient de 3,8 à 7,4 T.[9] Cependant, les résultats des essais en vue de l'exploitation du MH dans l'Ouest du Canada se sont révélés décevants.[10] L'Alberta Research Council mène actuellement un essai de séquestration du CO_2 dans un puits, financé conjointement par l'industrie et le gouvernement. Ce projet de R-D devrait constituer un test utile pour la séquestration dans une couche de charbon dans des bassins beaucoup plus typiques du point de vue géologique que le bassin exceptionnellement favorable de San Juan, aux États-Unis, où l'on produit actuellement du méthane de houillère.[11]

Plusieurs études ont été menées en vue de déterminer le potentiel de capture du CO_2 et de son utilisation pour la récupération assistée du pétrole dans l'Ouest du Canada. La plus grande étude probablement menée à ce jour est celle réalisée au début des années 90 par l'ancien Bureau de recherche et de technologie des sables bitumineux (AOSTRA) et un consortium d'entreprises privées et d'organismes gouvernementaux.[12] Les chercheurs ont étudié la capture du CO_2 provenant de diverses sources d'émission importantes, le noyage au CO_2 de différents réservoirs représentatifs des champs pétrolifères de l'Alberta et de la Saskatchewan, et le stockage dans un réservoir de gaz épuisé. Le rendement économique de la mise en œuvre de tels projets a été évalué à partir des coûts de la capture du CO_2 et de son transport jusqu'au champ pétrolifère, ainsi que des bénéfices découlant de la RAP. L'objectif était de séquestrer 18,3 Mt CO_2 par an.

La société McCann and Associates a réalisé une étude de suivi en 1998, avec le parrainage de l'Alberta Chamber of Resources et d'un consortium d'entreprises privées et d'organismes gouvernementaux[13]. Cette étude comprenait un inventaire plus complet des

---

[9] CO_2 Sequestration in Deep Coal Seams Pilot results and Worldwide Potential, *exposé présenté au GHGT-4 à Interlaken, Suisse, 30 août - 2 septembre 1998, par Scott H. Stevens, Vello A. Kuuskraa, Denis Spector, et Pierce Riemer, Programme de R-D sur les GES de l'AIE.* (http://www.ieagreen.org.uk/pwrghgt4.htm)

[10] *Ibid.*

[11] *Ibid.*

[12] CO_2 Disposal Study, *Bureau de recherche et de technologie des sables bitumineux de l'Alberta (AOSTRA), avril 1993.*

[13] Towards a CO2 Utilization Action Plan for Alberta, *T.J. McCann and Associates, rapport préparé pour l'Alberta Chamber of Resources, septembre 1998.*

plus petites sources, actuelles et futures, de CO_2 en Alberta et un examen de la rentabilité de la récupération du CO_2 de ces sources.

Également l'année passée, le potentiel économique de l'utilisation du CO_2 dans la récupération assistée du pétrole et la récupération du méthane de houillère dans l'Ouest du Canada a fait l'objet d'une évaluation dans le cadre d'une étude conjointe de l'Alberta Research Council et de la société Nova chemicals[14]. Les chercheurs ont quantifié les revenus potentiels associés au stockage du CO_2, dans les deux cas (RAP et MH). Ils n'ont pas évalué ni passé au crible les champs de pétrole et les formations renfermant du MH individuels, et ils n'ont pas eu non plus accès aux profils de production réels. Leurs calculs économiques étaient donc basés sur des paramètres décrivant les caractéristiques du champ et de l'exploitation, chaque paramètre étant entaché d'une incertitude normale.

Enfin, Edwards15, dans une étude très récente, a évalué le potentiel en ce qui concerne la mise en place d'une infrastructure de RAP à l'aide de CO2 à l'échelle de l'Alberta. L'étude tenait compte des sources de CO2 et de leurs emplacements, des réservoirs de pétrole et de leurs emplacements, des taux de récupération de pétrole potentiels et des coûts en capital des gazoducs et des infrastructures dans le champ de pétrole. L'auteur a calculé les taux de rendement pour un noyage à grande échelle avec du CO2, en supposant un coût fixe pour la capture du CO2.

Entre 1993 et 1995, l'Alberta Research Council a mené un grand projet de recherche, financé par un consortium d'organismes gouvernementaux et d'entreprises privées, dans le but de valider, théoriquement et numériquement, le piégeage hydrodynamique et minéral du CO_2 injecté dans des aquifères profonds dans le bassin de l'Alberta.[16] Les chercheurs ont conclu que le potentiel de ce type de stockage était à toutes fins pratiques « illimité ». L'étude ne comprenait pas d'évaluation économique, mais, selon un rapport ultérieur, le coût de l'injection du CO_2 (y compris l'infrastructure sur le terrain) s'élevait à environ 7 $/t.

---

[14] Injection of CO_2 for Enhanced Energy Recovery : Coalbed Methane versus Oil Recovery, *Exposé présenté au GHGT-4 à Interlaken, Suisse, 30 août - 2 septembre 1998, par S. Wong, C. Foy, W. Gunter et T. Jack.*

[15] CO_2 in Alberta - A Vision of the Future, *rapport présenté à la Convention de 1999 de la CSPG et de la Société du pétrole, Calgary, Alberta, 14-18 juin 1999, par K. Edwards, Chevron Canada Resources.*

[16] Aquifer Disposal of Carbon Dioxide, Hydrodynamic and Mineral Trapping - Proof of Concept, *Édité par B. Hitchon, Geoscience Publishing Ltd., Sherwood Park (Alberta), 1996.*

Tableau 1

Résumé des données disponibles sur les coûts et revenus (en $Can) de la capture et du stockage du CO_2 par les procédés RAP et MH dans l'Ouest du Canada

Étude	AOSTRA (1993)	McCann (1998)	Wong et coll. (1998)	Edwards (1999)	Autres
Coûts de la capture, du traitement et de la compression					
Usines de charbon traditionnelles (PC), procédé d'absorption par solvant	51-54 $/t (dém. sociale) 57-60 $/t (dém. statu quo)	24-48 $/t (14,2 Mt/an dispo. dans des usines choisies de l'Alb.)	Non envisagé	28 $/t [17] (49,1 Mt/an dispo. dans des grandes usines de l'Alb.)	24-28 $/t [18] 30 $/t [19] 20-28 $/t [20]
Recyclage O2/CO2	53 $/t				20-25 $/t [21]
CIGCC	25 $/t				
Usines de sables pétrolifères		24-48 $/t (6,2 Mt/an)			
Usines d'hydrogène		<19 $/t (5,5 Mt/an)			
Coût du transport par gazoduc					
Alberta	2 $/t	0,40-1,00 $/t	Non envisagé	Compris dans le calcul du taux de rend.	
Saskatchewan	0,58-0,76 $/t				
RAP – aspects économiques (voir les hypothèses dans les notes ci-dessous)	Prix du CO_2 abordable / Volumes séquestrés	Prix du CO_2 abordable	Prix du CO_2 abordable	Taux de rendement	Prix du CO_2 abordable
Volume cible à séquestrer	18, 3 Mt/an	Non envisagé	Non envisagé	6,7 Mt/an	
Modélisation économique basée sur la simulation de la production de :	6 prototypes de réservoirs	Non envisagé	Non envisagé	1 prototype de réservoir	
	34 $/t : 9.8 Mt/an 19 $/t : 2 Mt/an 0 $/t : 6.2 Mt/an	28 $/t, selon les estimations des exploitants. Les paramètres clés sont le prix du pétrole et le régime des redevances	22 $/t	Taux de rend.>12 % si prix du pétrole > 23$/baril, redevances < 10 %, CO_2 obtenu à 28 $/t	Viabilité [22] 14-20 $/t élevée,20-25 $/t moy., 25-35 $/t, limitée champ de Weyburn : ~28 $/t
MH– aspects économiques			Prix du CO_2 abordable		

[17] *Large Scale Carbon Dioxide Production from Coal-Fired Power Stations for Enhanced Oil Production: A New Economic Feasibility Study, P. Tontiwachwuthikul et al., JCPT, nov. 1998, 37:11, p. 48-55.*

[18] *Ibid.*

[19] *TransAlta, communication privée, 1999.*

[20] A Feasible New Flue Gas CO2 Recovery Technology for Enhanced Oil Recovery, *exposé présenté au symposium sur la récupération assistée du pétrole de 1998, SPE/DOE, Tulsa, Oklahoma, 19-22 avril 1998, par M.Iijima, Mitsubishi Heavy Industries.*

[21] *TransAlta, communication privée, 1999.*

[22] *PanCanadian, communication privée, 1999.*

			2; 10; 16; 29 $/t pour du gaz à 1,8; 3; 4; 6 $/Mpi^3		

Le tableau 1 ci-dessus résume les hypothèses fondamentales et les principaux résultats des études susmentionnées. Il convient de noter que les trois études économiques (AOSTRA, Wong et coll. et Edwards) montrent qu'il est économiquement possible d'utiliser le CO2 pour la récupération assistée du pétrole, lorsque le coût du CO2 est égal au coût de l'approvisionnement (incluant les coûts de la capture, du traitement et de la compression à la source, plus le coût du transport par gazoduc), ce qui devrait être possible dans un avenir proche (prix variant de 20+ à 30+ $ /tonne). Seule l'étude d'AOSTRA présentait une 'courbe de coût' plus détaillée indiquant la quantité de CO2 qu'il est rentable de séquestrer par la technique de la récupération assistée de pétrole en fonction du prix du CO2.

Notes concernant le tableau 1 :

AOSTRA

Les analyses économiques étaient basées sur les deux démarches, « sociale » et « statu quo ». Les autres paramètres étaient le niveau de production de pétrole (pourcentage des résultats de la simulation) et les prix du pétrole. Les résultats indiqués correspondent à la démarche 'statu quo avec application intégrale de la méthode des impôts exigibles', un taux de production de pétrole de 75 % et un prix du pétrole brut léger de 25 $/baril.

Wong et coll.

Le calcul relatif à la RAP était basé sur dix paramètres dont les plus importants étaient la productivité concernant le CO_2 et le prix du pétrole. Les prix abordables du CO_2 indiqués sont basés sur un taux moyen d'utilisation du CO_2 de 6 Mpi^3/baril (taux indiqué dans l'étude d'AOSTRA) et un prix du pétrole de 26 $/baril, les valeurs des autres paramètres étant égales à la valeur médiane la plus probable.

Le calcul relatif au MH était basé sur neuf paramètres, les plus importants étant la productivité concernant le CO_2, le prix du gaz naturel et le coût de la mise au point. Le tableau 1 indique des prix abordables du CO_2 en fonction du prix du gaz naturel, les valeurs de tous les autres paramètres étant égales aux valeurs médianes. Le potentiel de séquestration par la technique de la récupération assistée du MH est encore très incertain. Aux fins de la modélisation, Wong a proposé d'utiliser 1/3 des estimations de l'Office national de l'énergie, soit : année 2010, 14 Mt/an; année 2015, 40 Mt/an; année 2020, 60 Mt/an.

Edwards

Les taux de rendement ont été calculés en fonction du prix du pétrole et du taux des redevances. Un taux de rendement acceptable a été obtenu avec des prix du pétrole d'au moins 23 $/baril et un taux de redevance de 10 % ou moins. Le taux d'utilisation net du CO_2 était de 3,2 Mpi^3/baril.

En se basant sur les données du tableau 1, les membres de la Table ont examiné les combinaisons possibles des coûts et des technologies et applications de la capture et de la séquestration afin de modéliser les avantages économiques potentiels de la recherche visant à réduire les coûts. Les hypothèses étaient les suivantes (coûts exprimés en $Can par tonne) :

Scénario de référence (élimination en aquifère) : capture (technologie existante) : 30 $; transport par gazoduc : 1 $ (en deça de 100 km); injection, 7 $; **coût net : 38 $**; potentiel : illimité.

Scénario de référence (RAP) : capture (technologie existante) : 30 $; transport par gazoduc : 3 $; crédit pour la vente de CO_2 aux exploitants des installations de RAP : 20 $; **coût net : 13 $;** potentiel : 1,5 Mt/an.

Scénario des « puits infinis » (aquifère) : capture (nouvelle technologie) : 20 $; transport par gazoduc : 1 $; injection : 7 $; **coût net : 28 $**; potentiel : illimité

Scénario des « puits limités » (RAP) : capture: (nouvelle technologie) : 20 $; transport par gazoduc : 3 $; crédit pour la vente : 20 $; **coût net : 3 $**; potentiel : 10 Mt/an.

Scénario des « puits infinis » (MHA) : capture (nouvelle technologie) : 20 $; transport par gazoduc : 3 $; crédit : 15 $ (basé sur un prix du gaz naturel ~4$/GJ); **coût net : 8 $**; potentiel : illimité.

La possibilité de faire appel à des technologies de capture du CO_2 revenant à 20 $/t et l'utilisation productive du CO_2 pour améliorer la récupération du pétrole et du méthane se traduiraient par une baisse importante du coût marginal du respect de normes sévères sur les émissions de GES. Les coûts totaux diminueraient également, mais l'ampleur de la réduction tend à se faire sentir seulement lorsque les normes d'émission sont plus élevées. L'effet sur la composition du parc électrogène qui respecte une limitation des émissions de carbone serait important : moins d'hydroélectricité et de centrales à gaz (à moins que les émissions des centrales à gaz puissent également être séquestrées à bon marché) et plus de centrales à charbon. Le potentiel économique est limité pour l'Alberta et la Saskatchewan.

Mise en œuvre

La recommandation de la Table de la technologie devrait constituer le fondement d'une stratégie de R-D pour la capture et le stockage du CO_2, basée sur les points forts et les priorités du Canada.

Organismes responsables

Le Programme fédéral de recherche et de développement énergétiques met au point actuellement un système basé sur la condensation et la cryogénie pour purifier et éliminer le CO_2 dans le but de l'utiliser éventuellement pour améliorer la récupération du pétrole ou du gaz. Ce travail vient compléter les travaux actuels sur la combustion du CO_2 et du O_2. Dans un autre projet du GRDE, les chercheurs tenteront d'évaluer la capacité de stockage du CO_2 des filons de charbon canadiens qui présentent des caractéristiques de réservoir propices à la séquestration du CO_2. Ce projet vient compléter le projet pilote actuel sur la mise en valeur durable du méthane de houillère.

Coût économique pour le secteur de l'électricité

Dans l'évaluation des aspects économiques d'un projet donné, il est nécessaire de tenir compte de la volonté des producteurs qui pratiquent la récupération assistée du pétrole et qui exploitent le méthane de houillère de payer pour le CO_2. À cet égard, il convient de formuler explicitement des hypothèses. Étant donné que de nombreux producteurs de CO_2 seraient amenés à assumer des coûts supplémentaires pour leur production de CO_2 si des limites étaient imposées sur les émissions de GES, les acheteurs de CO_2 n'auraient

que l'embarras du choix pour s'approvisionner et ils pourraient donc faire baisser les prix. La volonté de payer dépend également des prix du pétrole et du gaz. Ainsi, si le plafonnement des émissions se traduit par une augmentation du prix du gaz naturel, mais par une baisse du prix du pétrole, la valeur du CO_2 pour la récupération du MH augmenterait, tandis que la valeur pour la RAP baisserait.

Il est difficile d'estimer les avantages économiques d'une recherche approfondie. Compte tenu de la géologie particulière du Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, conjuguée à une forte dépendance vis-à-vis du charbon en Alberta et en Saskatchewan, il est possible que la séquestration géologique présente un avantage naturel et que les résultats des recherches puissent s'appliquer en premier lieu dans ces provinces.

Répercussions économiques dans d'autres secteurs

Les technologies améliorées de capture sont examinées avant tout dans la perspective d'une application dans les industries du pétrole et de l'électricité. Cependant, s'il était possible de réduire les coûts et l'échelle efficace minimale, la capture pourrait également s'appliquer à d'autres grosses sources ponctuelles. Néanmoins, il est essentiel de disposer d'une capacité de stockage géologique à proximité car les coûts grimpent rapidement lorsque le CO_2 doit être transporté sur de longues distances.

Répercussions régionales

Cette mesure touche principalement les émissions en Alberta et en Saskatchewan.

Expériences dans d'autres pays[23]

Aux États-Unis, au milieu de 1998, près de 60 Mm^3 CO_2 pur ont été injectés dans 67 installations industrielles de RAP, principalement dans l'ouest du Texas. La récupération assistée du pétrole à l'aide de CO_2 s'élève à environ 24 000 t/jour (180 000 barils/jour). En supposant un rapport normal CO_2/RAP d'approximativement 6 Mpi^3 de gaz injecté (nets) par baril de pétrole récupéré, on estime que la quantité de CO_2 actuellement stockée atteint 31 Mm^3/jour.

Depuis 1996, l'exploitant Burlington Resources a stocké plus de 57 Mm^3 de CO_2 dans les filons de charbon crétacés Fruitland à son installation de production pilote Allison Unit, située dans la partie nord du bassin San Juan (États-Unis). Compte tenu des coûts et du rendement actuels, la récupération assistée du MH pourrait être profitable dans le bassin San Juan et dans les bassins avoisinants, aux prix actuels du gaz naturel à la tête de puits (0,06 à 0,07 $US/$m^3$), ce qui représente un potentiel de stockage du CO_2 de 8,5 Gt environ.

---

[23] *CO_2 Sequestration in Deep Coal Seams:Pilot Results and Worldwide Potential*, exposé présenté au GHGT-4 à Interlaken, Suisse, 30 août - 2 septembre 1998, par Scott H. Stevens, Vello A. Kuuskraa, Denis Spector et Pierce Riemer, Programme de R-D sur les GES de l'AIE. (http://www.ieagreen.org.uk/pwrghgt4.htm)

Conditions requises pour la mise en œuvre

Le financement de la recherche sur la capture et le stockage du CO_2 est en compétition avec d'autres domaines de développement prometteurs tels que les piles à combustible, les combustibles renouvelables à base de biomasse et la séquestration biologique à grande échelle.

Aspects à approfondir

- Obtention de données plus exhaustives et plus précises sur les coûts et les volumes pour les options relatives à la récupération assistée du pétrole et au méthane de houillère
- Recherche-développement concernant les technologies de capture avant la combustion
- Mise au point de technologies à moindre coût pour différents combustibles et différentes tailles d'usine

Analyse; points de vue des membres de la Table

La capture du CO_2 et son stockage subséquent dans des formations géologiques pourraient avoir des répercussions importantes sur le coût de la réduction des émissions en Alberta et en Saskatchewan. Ces deux provinces ont un vaste inventaire d'émissions liées à la production d'électricité et de stockage en formation géologique. Cette mesure constitue une option régionale car le potentiel géologique est limité en dehors de la région et le coût du transport par gazoduc, sur de longues distances, du CO_2 capturé est prohibitif. Les avantages possibles de la technologie du stockage comprennent l'utilisation productive du CO_2 dans l'extraction du méthane de houillère et dans la récupération assistée du pétrole.

Des recherches actives sont menées en Norvège et aux États-Unis, où l'on compte plusieurs installations. La capture et le stockage en formation géologique ne se limitent pas aux installations alimentées au charbon, mais les centrales électriques de ce type seraient les premières avantagées en raison de leurs hauts taux d'émission par kWh.

La mesure telle que proposée suppose que le coût de la capture du CO_2 visé serait de 20 $/t de CO_2. Cependant, certains membres estiment que cet objectif est trop optimiste. D'après l'analyse menée dans la phase II, l'accès à la technologie à ce prix réduirait considérablement le coût d'une limitation des émissions de carbone (voir le tableau 2).

Tableau 2

Coûts du respect des limitations

Niveau par rapport à 1990	Type de puits	Coût brut (milliards $)	
		Estimation	Coût RNCan
94 %	Limité	3,3	
94 %	Infini	2,5	
80 %	Limité	5,3	6,6
80 %	Infini	3,5	

En ce qui concerne la composition du parc électrogène, les scénarios des puits limités et infinis fournissent des résultats, dans le cas d'une limitation des émissions de carbone, où les centrales à charbon sont plus avantagées que dans le scénario de référence, comme on pouvait s'y attendre, au détriment des centrales à gaz et de l'énergie éolienne. On observe également un accroissement de l'hydroélectricité, sauf dans le scénario des puits infinis en 2020, dans lequel l'hydroélectricité recule lorsque les émissions sont limitées à 94 % et 80 % des niveaux de 1990.

Étant donné qu'il se fait beaucoup de R-D dans ce domaine, il convient, pour le moins, de poursuivre l'étude des progrès technologiques et de raffiner les estimations des coûts et du potentiel. La mesure mettrait également l'accent sur la démonstration commerciale. L'industrie proposerait que toutes les entreprises canadiennes aient librement accès aux technologies mises au point dans le cadre de projets de recherche exécutés en partenariat avec le gouvernement.

Conclusion : fort soutien, avec certaines réserves. Certains membres sont fermement en faveur de la mesure, tandis que d'autres soulignent le risque d'un excès d'optimisme technologique. Plusieurs pensent que le potentiel économique pourrait être encore plus grand que celui indiqué dans les différents scénarios; d'autres pensent que les scénarios du stockage à bas prix sur lesquels reposent la modélisation sont beaucoup trop optimistes, qu'une stratégie de réduction des émissions ne devrait pas s'appuyer sur des coûts de l'ordre de grandeur des coûts supposés dans la modélisation, et que la technologie du stockage du carbone n'a pas encore fait ses preuves. À leur avis, on n'a pas encore démontré que les émissions des centrales électriques alimentées au charbon peuvent être capturées à des coûts concurrentiels. D'autres encore veulent avoir un ordre de grandeur du coût de la recherche avant de se prononcer. (Le coût de la démonstration à grande échelle du recyclage de l'oxygène et du CO_2 serait de l'ordre de 100 M$.) En ce qui concerne les dépenses de R-D, des décisions stratégiques doivent être prises : doit-on prendre l'initiative, au risque de reproduire des travaux effectués par d'autres pays, et comment doit-on répartir les maigres ressources dans les différents domaines technologiques? Certains membres pensent que cette mesure devrait être mise en œuvre immédiatement, tandis que d'autres estiment qu'il convient de poursuivre les consultations ou le travail d'analyse afin d'avoir une idée plus précise des coûts et des avantages.

Certains membres de la Table ont également insisté sur la nécessité de réaliser une évaluation scientifique et une étude environnementale plus approfondies de cette mesure.

4B) Aide financière à la recherche-développement-démonstration : technologies utilisant des combustibles fossiles susceptibles de réduire considérablement les émissions de GES.

Contexte

Le cofinancement avec le secteur privé peut également jouer un rôle important dans le soutien apporté à la R-D relative aux technologies des combustibles susceptibles de réduire les émissions de GES. Le degré de participation du secteur privé dépendra de l'ampleur de la réduction des émissions qui sera exigée.

Mise en œuvre

Les mécanismes de financement gouvernementaux existants et l'infrastructure de recherche actuelle peuvent être utilisés pour canaliser le soutien financier apporté à la R-D.

Répercussions dans d'autres secteurs

L'élaboration de solutions technologiques relatives aux combustibles fossiles devrait être encouragée dans le cadre de la mise au point de technologies visant à réduire les émissions de GES. La concurrence de prix entre les fournisseurs de combustibles fossiles exerce une pression à la baisse sur le prix de l'énergie, ce qui devrait permettre des avantages économiques, même en présence d'une limitation des émissions de carbone.

Répercussions régionales

Un soutien à la recherche-développement concernant les combustibles fossiles et la réduction des émissions de GES pourrait aider les régions qui dépendent des combustibles fossiles pour la production d'électricité. La mise au point de technologies perfectionnées de séquestration du CO_2 et l'amélioration de l'efficacité de la combustion et de l'utilisation des combustibles pourraient atténuer et peut-être éliminer les désavantages régionaux induits par la limitation des émissions de carbone. L'intégration des technologies de stockage du CO_2 aux grandes sources centralisées et concentrées de CO_2, telles que les centrales à charbon, pourrait avoir des répercussions importantes dans le secteur de l'électricité.

Coût économique pour le secteur de l'électricité

Le soutien à la recherche-développement-démonstration concernant les nouvelles technologies des combustibles fossiles peut se traduire par une plus grande efficacité de la production et de l'utilisation des combustibles fossiles. La réduction des émissions de GES peut faire partie des gains et, partant, l'accroissement de l'efficacité devient alors économiquement rentable. Des gains d'efficacité sont possibles pour tous les combustibles fossiles, y compris les combustibles traditionnels tels que le pétrole, le gaz naturel et le charbon, ainsi que pour d'autres combustibles tels que les hydrocarbures recyclés, les cokes de pétrole, les autres produits de raffinerie, le gaz non traité, les orimulsions, etc.

Le soutien à la R-D stimule l'amélioration et la mise au point de technologies des combustibles fossiles destinées au secteur de la production d'électricité. Toutefois, la

diversification énergétique a peut-être encore sa place dans les objectifs de R-D du Canada.

Répercussions économiques dans d'autres secteurs

Les avantages des technologies qui améliorent la combustion des combustibles fossiles se font sentir dans tous les secteurs. Le secteur industriel, qui produit de plus en plus sa propre électricité, bénéficiera également des progrès technologiques. Par exemple, la construction de centrales à cycle combiné et gazéification intégrée permettra à l'industrie d'obtenir ses combustibles de diverses sources et d'utiliser la puissance électrique pour la charge de base ou la charge de pointe, la production de matières premières pétrochimiques, le stockage ou l'utilisation du CO_2 et(ou) la production de chaleur.

À plus grande échelle, le mouvement en vue de respecter les engagements de Kyoto entraînera une augmentation de la demande de gaz naturel, puisque le gaz naturel produit moins de GES. Cependant, en l'absence de réserves suffisantes de gaz naturel bon marché, les exploitants de centrales risquent de se tourner vers le charbon. Le Canada dispose de ressources importantes en charbon qui pourraient être utilisées, même en présence d'une limitation des émissions de carbone, si des technologies de stockage du CO_2 étaient mises au point.

Cette mesure se trouvera en concurrence avec des recherches susceptibles d'offrir un meilleur potentiel de réduction des GES, tant à l'intérieur qu'à l'extérieur du secteur de la production d'électricité. L'analyse coûts-avantages est l'une des méthodes qui peuvent être utilisées pour classer les possibilités de recherche par ordre de priorité.

Répercussions sur le commerce international

Cette mesure aidera le secteur canadien de la production d'électricité à se tenir à la pointe du progrès en ce qui concerne l'utilisation des combustibles fossiles pour la production d'électricité.

Analyse; points de vue des membres de la Table

En général, les membres de la Table sont en faveur de la mesure. Certains membres ont émis des doutes sur la capacité du Canada de faire concurrence dans ces domaines aux plus grosses installations de recherche des États-Unis, de l'Union européenne et du Japon. D'autres, conscients des différences d'échelle dans le financement, voudraient que tout soit mis en œuvre pour que le Canada connaisse au moins les derniers progrès afin qu'il puisse trouver ses créneaux. D'autres encore ne voulaient pas que les énergies renouvelables soient écartées des recherches probables en raison de l'accent mis sur les combustibles fossiles. Il convient de tenir compte des impacts environnementaux et sociaux dans les décisions concernant la R-D sur des technologies particulières. Le soutien apporté à cette mesure dépend de la façon dont elle est financée.

5. Plan pour l'hydroélectricité

Lever les obstacles à l'utilisation de l'hydroélectricité

A) Les gouvernements fédéral et provinciaux doivent encourager l'établissement de critères scientifiques appropriés pour l'utilisation des ressources hydroélectriques au Canada et ailleurs (par ex. organismes de développement, Mécanisme de développement propre, Commission de coopération environnementale);

B) Les gouvernements fédéral et provinciaux doivent reconnaître en l'hydroélectricité une source d'énergie renouvelable et une source d'électricité à faibles émissions de GES;

C) Les gouvernements fédéral et provinciaux s'attaqueraient à d'autres problèmes qui empêchent l'hydroélectricité produite et utilisée de façon acceptable du double point de vue environnemental et social de faire partie de la réponse du secteur de l'électricité au changement climatique (par ex., amélioration des relations entre les exploitants de nouvelles centrales hydroélectriques et les collectivités directement touchées, en particulier les collectivités autochtones, et poursuite des recherches concernant les impacts sur les poissons et leur atténuation).

Contexte

L'analyse menée par la Table de l'électricité dans la phase II a montré que l'expansion de l'hydroélectricité est un élément important d'une solution à moindre coût en vue de réduire les émissions de GES au Canada. Bien que 64 % de l'énergie électrique au Canada provienne déjà de centrales hydroélectriques, il reste encore des ressources renouvelables considérables qui pourraient être exploitées de façon rentable et acceptable du point de vue de l'environnement. La présente mesure vise à faire tomber un certain nombre d'obstacles qui empêchent la mise en valeur de ces ressources. D'autres obstacles font l'objet d'autres mesures.

La mesure vise principalement à accroître la production hydroélectrique de façon à répondre à la demande canadienne. Cependant, elle comporte également un élément international car le portefeuille le plus rentable et le plus efficace du point de vue environnemental pour que le Canada s'acquitte de ses engagements en matière de réduction des GES pourrait inclure un Mécanisme de développement propre ou des initiatives conjointes, notamment des projets dans des pays en développement et l'exportation d'hydroélectricité aux États-Unis, où cette électricité remplacerait la production locale plus polluante.

Cette mesure, appliquée de concert avec d'autres mesures connexes, pourrait jouer un rôle non négligeable dans le démarrage d'un certain nombre de projets hydroélectriques.

Mise en œuvre

Étant donné que le délai de mise en production des nouvelles centrales hydroélectriques peut atteindre 10 ans, la mesure devrait être mise en œuvre dès maintenant si l'on veut que les nouvelles centrales contribuent à réduire les émissions de GES dès la première

période budgétaire de Kyoto. Une fois mise en œuvre, elle ne requiert qu'un niveau modeste d'activités permanentes.

Organismes responsables

À l'échelon fédéral : ministères de l'Environnement, des Ressources naturelles, des Pêches et des Océans, des Affaires étrangères et du Commerce international. À l'échelon provincial : ministères responsables des questions environnementales et de la protection des consommateurs.

Coût économique pour le secteur de l'électricité

Possibilité d'économies.

Répercussions économiques dans d'autres secteurs

Les fournisseurs et constructeurs canadiens de centrales hydroélectriques tireraient des avantages de la demande accrue. La majeure partie des dépenses de développement irait à des produits et services canadiens.

Répercussions régionales

Le Québec, Terre-Neuve, le Manitoba et la Colombie-Britannique seraient les grandes bénéficiaires d'une expansion consécutive à cette mesure, mais d'autres provinces pourraient également retirer des avantages. Les collectivités locales bénéficieraient d'une création d'emplois et des avantages économiques qui en découleraient.

Répercussions sur le commerce international

On pourrait assister à un accroissement important du commerce de l'hydroélectricité avec les États-Unis, ainsi qu'à des échanges de permis d'émission de GES. Les fournisseurs canadiens pourraient également élargir leur expérience et améliorer leur compétitivité à l'échelle internationale.

Conditions requises pour la mise en œuvre

Les conditions suivantes devront être remplies :

- coordination entre les ministères fédéraux afin de traiter les dossiers de façon exhaustive et intégrée
- harmonisation entre les exigences fédérales et provinciales
- négociation de critères appropriés avec d'autres pays et organismes
- participation de l'industrie et des organismes non gouvernementaux
- clarification rapide des rôles des collectivités autochtones et des relations avec ces collectivités
- recherches concernant les impacts environnementaux des projets hydroélectriques et les mesures d'atténuation

Analyse; points de vue des membres de la Table

Les résultats du modèle illustrent le rôle du développement de l'hydroélectricité dans la réduction des émissions. De plus, dans le scénario de référence sans réduction des émissions, une capacité hydroélectrique de 41 TWh viendrait s'ajouter à la capacité de production de 1995 d'ici l'année 2010. Le fait de ne pas résoudre les problèmes qui nuisent au développement de l'hydroélectricité pourrait empêcher la réalisation de ces projets et contribuer à accroître notablement les émissions de GES dans le scénario de référence. Sans nouvelles centrales hydroélectriques, en l'absence de limitation, les émissions seraient supérieures de 5 Mt en 2010 à ce qu'il est prévu dans le scénario de référence.

Dans le scénario de référence, il faudrait ajouter une capacité hydroélectrique de 3 TWh avant 2010 pour pouvoir respecter une limitation des émissions de carbone à 94 % des niveaux de 1990. Cette capacité additionnelle passe à 25 TWh en 2020.

La capacité hydroélectrique à installer pour respecter la limitation au moindre coût augmente si l'on suppose une croissance de la demande plus importante et(ou) des prix du gaz plus élevés ou si la centrale Bruce-A n'est pas remise en service.

La répercussion de l'élimination hypothétique de nouveaux grands projets hydroélectriques sur le coût d'une limitation des émissions de carbone est illustrée dans le tableau 3, où l'on suppose qu'aucune nouvelle centrale n'est autorisée à la fois en présence et en l'absence de limitation des émissions de carbone. Dans les deux cans, les coûts d'approvisionnement sont plus élevés que si la construction de nouvelles centrales importantes était autorisée, mais le coût de la stabilisation à 94 % du niveau de 1990 s'élève à 5,9 milliards de dollars sur 30 ans en l'absence de nouvelles centrales, contre 4,2 milliards de dollars avec de nouvelles centrales.

Tableau 3

Impact de l'absence de nouvelles centrales hydroélectriques

Scénario	Émissions non limitées en 2010 (Mt)	Coût de la stabilisation à 94 % des niveaux des émissions de 1990 (VAN – milliards de $)	Coût marginal de la réduction des émissions en 2010 ($/t de CO_2)
Scénario de référence	118	3,9	12,19
Pas de nouvelles centrales	123	5,9	14,34

Les membres de la Table soutiennent fermement cette mesure. Néanmoins, ils sont d'avis qu'il est nécessaire de veiller, par le biais de processus publics, à ce que tout projet d'aménagement hydroélectrique soit acceptable des points de vue environnemental et social.

La Table reconnaît qu'il est fondé, scientifiquement et techniquement, de considérer l'énergie hydroélectrique comme une énergie renouvelable. Elle estime également que l'acceptabilité environnementale et sociale d'un projet hydroélectrique dépend de l'emplacement et de la conception de la centrale. La Table emploie le terme 'renouvelable' pour qualifier une ressource qui peut être régénérée par des cycles naturels. La Table reconnaît que le terme 'renouvelable' n'est pas synonyme des notions plus larges d'électricité verte et de durabilité, qu'elle n'a pas envisagées. Certains membres de la Table sont d'avis qu'il convient d'examiner l'impact du changement

climatique sur la capacité hydroélectrique future. D'autres estiment que l'impact pourrait être aussi bien positif que négatif.

6. Plan pour l'énergie nucléaire

Clarifier la politique nucléaire et, au besoin, résoudre les problèmes de réglementation nucléaire

A) Les gouvernements doivent établir clairement si l'énergie nucléaire a sa place dans les futurs approvisionnements en électricité au Canada, eu égard au changement climatique.

B) S'ils jugent que le nucléaire a un rôle à jouer, alors ils doivent s'attaquer aux problèmes de réglementation qui empêchent l'énergie nucléaire de faire partie de la réponse du secteur de l'électricité au changement climatique.

Contexte

L'énergie nucléaire est une source importante d'électricité qui n'entraîne pas d'émissions de GES. Le nucléaire représente environ 17 % de la production canadienne d'électricité et, historiquement, plus de 60 % du parc électrogène de l'Ontario. D'autres réacteurs nucléaires canadiens sont installés au Nouveau-Brunswick et au Québec. L'Ontario retient actuellement une capacité nucléaire de 5 000 MW dans le but de concentrer toutes les ressources disponibles pour améliorer le rendement dans les 12 réacteurs les plus récents. Les plans à long terme concernant le parc nucléaire canadien influeront sur les stratégies nationales relatives aux objectifs de Kyoto. Les effets cumulatifs de la réglementation actuelle sont considérés comme un frein par l'industrie, notamment en ce qui concerne l'établissement de partenariats d'investissement entre les secteurs public et privé.

Si les gouvernements décidaient que le nucléaire a sa place dans la production d'électricité, la nouvelle capacité nucléaire pourrait jouer un rôle dans la réorganisation du parc électrogène en vue de réduire les émissions de GES. Pour cela, le régime réglementaire qui s'applique aux projets nucléaires doit être rationalisé et rendu plus efficace, sans que cela ne nuise à son efficacité. La rationalisation du processus réglementaire permet de réduire les coûts pendant la phase de construction et facilite la prise de décisions en matière d'investissement. Un processus réglementaire plus court réduirait les risques courus par les investisseurs. De même, il conviendrait peut-être de rationaliser le régime réglementaire pour encourager les partenariats d'investissement entre les secteurs public et privé, partenariats qui sont nécessaires si l'on veut conserver la capacité nucléaire existante dans un secteur de l'électricité ontarien restructuré ou privatisé.

C'est dans ce contexte que le gouvernement fédéral et les gouvernements provinciaux clés doivent fournir un signal clair concernant leurs politiques au sujet de l'utilisation, actuelle et future, de l'énergie nucléaire au Canada. Le gouvernement fédéral pourrait alors travailler de concert avec les intervenants pour rendre le régime réglementaire à la fois efficace et favorable à des investissements continus dans le nucléaire.

Mise en œuvre

Cette mesure pourrait être mise en œuvre immédiatement. Les décisions de remettre les centrales Pickering-A et Bruce-A en service en Ontario seront prises au cours des cinq

prochaines années. Pour les nouvelles installations, il faut compter un délai de dix à quinze ans entre la mise en marche du projet et la mise en production.

Organismes responsables

La Commission de contrôle de l'énergie atomique est responsable, en vertu de la *Loi sur le contrôle de l'énergie atomique*, de la délivrance de permis et de la réglementation des activités nucléaires au Canada, y compris en ce qui concerne les centrales nucléaires. Les gouvernements provinciaux réglementent tout ce qui concerne les récipients sous pression, l'environnement (en plus du rôle fédéral dans ce domaine) et l'électricité.

Coût économique pour le secteur de l'électricité

Coût nul ou possibilité de réduction des coûts grâce à la mise en œuvre de règlements plus efficaces.

Répercussions économiques dans d'autres secteurs

Le réacteur CANDU utilisé par les entreprises de services publics du Canada est une technologie qui est mise au point et exploitée au Canada. Les nouveaux réacteurs CANDU, destinés tant au marché intérieur qu'à l'exportation, sont une source d'emplois importante au Canada.

Répercussions régionales

L'énergie nucléaire est actuellement concentrée en Ontario. Le Québec et le Nouveau-Brunswick comptent chacun une centrale.

Répercussions sur le commerce international

À l'heure actuelle, les réacteurs CANDU représentent 5 % de la capacité nucléaire installée dans le monde et 15 % des réacteurs en construction. Les possibilités de continuer d'exporter la technologie CANDU dans le monde sont importantes.

Expériences dans d'autres pays

Le Japon, la France et le Royaume-Uni comptent principalement sur le nucléaire pour s'acquitter des engagements pris à Kyoto, tandis que les États-Unis prévoient d'accroître leur capacité nucléaire de 20 à 30 %. D'autres pays, comme la Corée et la Chine, ont des programmes nucléaires vigoureux. Aux États-Unis, on assiste à une tendance visant à étendre la durée de vie des réacteurs existants.

Conditions requises pour la mise en œuvre

Afin d'assurer l'avenir du nucléaire, l'industrie nucléaire doit résoudre un certain nombre de problèmes, en coopération avec d'autres intervenants et des organismes gouvernementaux, à savoir :

- trouver une solution économique sûre et acceptable des points de vue social et environnemental au problème de la gestion à long terme des déchets nucléaires, basée sur des consultations publiques utiles;
- résoudre les questions financières concernant les fonds distincts pour l'élimination des déchets nucléaires et le déclassement;

- clarifier les aspects environnementaux (en particulier l'application de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*) de la Loi sur la sûreté et la réglementation nucléaires;
- envisager des permis d'exploitation à plus long terme, avec des systèmes d'auto-contrôle appropriés;
- réexaminer la *Loi sur la responsabilité nucléaire* à la lumière de la restructuration de l'industrie de l'électricité.

Analyse

Les décisions concernant les centrales nucléaires existantes ont des répercussions importantes sur les coûts d'une limitation des émissions de carbone. Les résultats de la modélisation avec le scénario « sans Bruce-A » illustrent les effets d'entraînement dans tout le Canada de l'élimination d'une capacité de production de 3 000 MW sans émissions de GES, à l'échelle nationale, et les répercussions considérables qu'une telle élimination aurait sur le coût des mesures de réduction des émissions de GES. D'après cette analyse (voir le tableau 4), si la centrale Bruce-A n'était pas remise en service, les émissions en l'absence de limitation seraient supérieures de 8 Mt à celles calculées avec le scénario de référence de RNCan pour 2010. Le coût marginal de la limitation des émissions de CO_2 à 94 % des niveaux de 1990 passerait de 12,19 $/t de CO_2 dans le scénario de référence à 15,33 $/t CO_2 dans le scénario « sans Bruce-A ». Le coût de la stabilisation des émissions à 94 % des niveaux de 1990 s'élève à 5,0 milliards de dollars dans le scénario « sans Bruce-A », contre 3,9 milliards de dollars dans le scénario de référence.

Tableau 4

Impact de l'élimination de la centrale Bruce-A

Scénario	Émissions non limitées en 2010 (Mt)	Coût de la stabilisation à 94 % des niveaux des émissions de 1990 (VAN – milliards de $)	Coût marginal de la réduction des émissions en 2010 ($/t CO_2)
Scénario de référence	118	3,9	12,19
Sans Bruce-A	126	5,0	15,33

La mise en service de nouveaux réacteurs nucléaires pourrait jouer un rôle dans le train de mesures visant à respecter une norme contraignante sur les émissions. Les investissements dans une nouvelle capacité nucléaire (non dans la remise en état) consécutifs à une limitation des émissions se répartissent comme suit dans le scénario composite :

- 33 TWh en 2020 avec une limitation à 94 % des niveaux de 1990
- 7 TWh en 2010 et 50 TWh en 2020 avec une limitation à 80 % des niveaux de 1990

Points de vue des membres de la Table

Le débat sur le maintien de la production nucléaire et la construction de nouvelles centrales suscite une forte polarisation au sein de la Table. Tant les partisans que les détracteurs sont capables de faire valoir leurs points de vue au sujet de la sécurité

publique, de l'élimination à long terme des déchets et des aspects économiques de l'option.

Les membres de la Table s'entendent sur la nécessité pour le gouvernement fédéral et les gouvernements provinciaux clés de clarifier le rôle du nucléaire dans la stratégie du Canada concernant le changement climatique. Cependant, ils sont profondément divisés sur les avantages du nucléaire dans une stratégie acceptable de lutte contre le changement climatique. Ils s'accordent sur le fait que les décideurs doivent continuer de prêter une attention particulière au nucléaire, compte tenu de la place importante qu'il occupe dans le parc électrogène du Canada. Les partisans du nucléaire estiment que le gouvernement doit envoyer un signal clair aux investisseurs privés dans le contexte d'une industrie de l'électricité restructurée. Ils pensent que la réglementation actuelle des centrales existantes comporte des risques indus. Ils arguent qu'il est possible de raccourcir les délais en informant le public et en rationalisant le processus de réglementation. Ils voient le nucléaire comme un élément important de la solution au problème du changement climatique. À leur avis, l'abandon de cette option entraînerait une augmentation du coût du respect d'une norme contraignante sur les émissions. Par ailleurs, une industrie nucléaire épanouie au Canada paverait la voie à des occasions importantes sur les marchés étrangers.

Certains membres de la Table ne sont pas en faveur d'une solution au problème du changement climatique axée sur le nucléaire. D'autres membres estiment qu'il convient d'abord de régler les problèmes de la sécurité, du stockage à long terme des déchets et autres avant d'envisager une poursuite du programme nucléaire. Ils soulignent que les changements dans le processus d'examen ne devraient pas conduire à une protection inadéquate de l'environnement et ils insistent sur l'importance de la consultation publique au sujet du nucléaire. Enfin, certains membres se sont dits préoccupés par les risques associés au transfert de la technologie nucléaire à d'autres pays.

7. Plan pour les technologies émergentes sans émissions de GES

Les technologies envisagées par la Table dans le cadre de cette mesure sont les suivantes :

- Micro-turbines alimentées à partir de ressources renouvelables
- Énergie hydraulique de très basse chute
- Énergie éolienne
- Énergie solaire
- Énergie géothermique
- Biomasse

Il est entendu que l'expression « technologies émergentes n'émettant pas de GES » s'applique à des technologies :

- qui sont employées avec succès dans des installations commerciales (quelque part)
- qui devraient conduire à des réductions importantes du coût unitaire lorsque les volumes de production augmenteront
- qui, à toutes fins pratiques, n'émettent pas de GES

Le plan vise à assurer que des technologies émergentes n'émettant pas de GES seront disponibles au moment où commencera la période d'engagement. Pour cela, les coûts de déploiement de ces technologies, notamment la technologie éolienne, devront être réduits. Le plan permettrait une telle réduction en fournissant une expérience dans la construction et l'exploitation de plus grandes installations, ainsi que par le biais d'économies d'échelle accrues pour les fabricants canadiens d'équipement. La Régie de l'énergie du Québec a estimé que pour obtenir une industrie canadienne viable, il faut construire une capacité éolienne minimale de 50 MW par an pendant neuf ans. Le but de cette mesure n'est pas d'utiliser des fonds gouvernementaux pour acheter de petites réductions auprès des sources les moins coûteuses actuelles; elle vise plutôt à soutenir les technologies respectueuses du climat qui sont prometteuses, dans l'espoir que leurs coûts totaux seront notablement réduits une fois retiré le soutien financier. La mesure pourrait alors entraîner une réduction du coût total du respect d'une politique de type Kyoto, au-dessous du coût obtenu dans le résultat le plus favorable de la modélisation, puisque les estimations ne tiennent pas compte de la réduction du coût de la technologie.

Pour atteindre cet objectif, il convient d'élaborer un plan d'affaires plausible qui conduira à des réductions de coût sur une période de 5 à 10 ans, afin que ces technologies puissent faire concurrence à d'autres technologies de production dans le cas d'une limitation des émissions de carbone. La Table a examiné le principe d'un tel plan d'affaires en prenant pour hypothèse que le soutien gouvernemental pourrait s'établir à environ 500 M$ (valeur actuelle sur une période de 20 à 30 ans, avec un taux d'actualisation de 7 %). Toute mesure de soutien comporterait une clause d'extinction aux termes de laquelle le montant du soutien diminuerait à mesure que l'industrie arriverait à maturité. Dans son analyse, la Table n'a pas posé d'hypothèses au sujet du financement de la mesure (par le contribuable ou par l'utilisateur).

Consciente de la variabilité régionale de ces sources d'énergie et du marché de l'électricité, la Table a envisagé une trousse de mesures qui pourrait être utilisée selon les besoins dans chaque province. Le coût de la trousse pour les gouvernements serait d'environ 500 M$.

L'ensemble a été modélisé avec un crédit à la production de 1 à 2,5 ¢/kWh; autrement dit, le soutien financier était équivalent à 1-2,5 ¢/kWh d'électricité produite à l'aide des technologies visées. Aux fins de la modélisation, la Table a supposé un crédit de 1 à 2,5 ¢ sur dix ans pour les investissements effectués de 2000 à 2005, qui diminuait progressivement à 0,5 ou 1,25 ¢ pour les investissements effectués jusqu'en 2010, pour être éliminé complètement pour les investissements effectués après 2010, année où la mesure correspondant à la période d'engagement devrait être en place. Le résultat, en plus de l'impact recherché concernant la disponibilité de ces technologies pendant la période d'engagement, est une réduction des émissions de 2 à 3 Mt/an d'ici 2010. Le coût marginal de la réduction des émissions avec ces crédits se situe entre 7 et 14 $/t CO_2.

Les membres de la Table sont très en faveur de ce panier d'options, à titre de mesure préparatoire, avec les niveaux de financement proposés. Toutefois, le soutien dépend du degré de confiance quant aux réductions réelles des coûts qui résulteront du plan. Le programme doit comporter des clauses d'extinction et des dispositions visant une réduction progressive, être fondé sur la production plutôt que sur les investissements, inclure le développement de la capacité de fabrication nationale et comporter des projections de référence des coûts technologiques qui soient défendables.

Certains membres de la Table considèrent qu'il faut examiner l'impact du changement climatique sur la capacité future en matière de technologies émergentes. D'autres estiment que l'impact peut être aussi bien positif que négatif.

7A) Achat, par le gouvernement, d'électricité produite à partir de nouvelles sources d'énergie sans émissions de GES

Les gouvernements fédéral et provinciaux et les administrations municipales (le cas échéant) doivent accroître leurs achats d'électricité produite à partir de sources d'énergie à émissions de GES faibles ou nulles.

Contexte

En janvier 1996, le ministre des Ressources naturelles a annoncé que le gouvernement fédéral envisageait d'acheter de l'« électricité verte » auprès des entreprises de services publics afin d'encourager la mise en valeur des sources d'énergie renouvelables. Pour se qualifier, l'électricité devait être produite dans de nouvelles installations ou dans des installations récemment agrandies alimentées avec de l'énergie renouvelable et elle devait pouvoir recevoir le label ÉcoLogo™ attribué dans le cadre du programme Choix environnemental d'Environnement Canada.

En septembre 1996, Ontario Hydro a mis en œuvre une initiative pilote de commercialisation de l'électricité verte et a présenté RNCan et Environnement Canada dans le but d'évaluer dans quelle mesure ces ministères étaient prêts à acheter de l'électricité verte. En novembre 1996, les deux ministères fédéraux ont convenu d'acheter 12,5 GWh d'électricité verte pour leurs installations en Ontario, pour un montant de 500 000 $/an. En retour, ils recevaient des crédits annuels de réduction des émissions de CO_2, SO_2, NO_x et de matières particulaires. En 1997, Ontario Hydro a décidé de ne pas aller de l'avant avec l'accord concernant l'achat d'électricité. La mise en œuvre de l'accord est en suspens jusqu'à l'ouverture à la concurrence du marché de détail de l'électricité en Ontario, en 2001.

En 1997, RNCan et Environnement Canada ont fait monter d'un cran leur engagement en faveur de l'électricité verte en promettant d'acheter entre 15 et 10 % de leur électricité sous la forme d'électricité verte d'ici 2010. La même année, les deux ministères ont convenu d'acheter en tout 12,2 GWh d'électricité verte chaque année, pendant 10 ans, à la société de distribution ENMAX de Calgary. Cet achat permettra de réduire les émissions de GES par leurs installations albertaines d'environ 11 000 t/an.

Organismes responsables

Organismes chargés de l'approvisionnement au fédéral, dans les provinces et dans les municipalités.

Liens stratégiques avec d'autres secteurs

Les achats seraient un signal du rôle de chef de file du gouvernement pour le renforcement des mesures volontaires.

Coût économique pour le secteur de l'électricité

Il pourrait y avoir des coûts indirects pour les entreprises de services publics, consécutifs à des exigences administratives plus élevées en ce qui concerne la gestion des contrats d'électricité verte.

Répercussions économiques dans d'autres secteurs

Les collectivités locales tireraient des avantages de la création de nouvelles installations pour la mise en œuvre des nouvelles technologies qui n'émettent pas de GES.

Répercussions régionales

Les gouvernements fédéral et provinciaux voudront généralement atteindre leurs objectifs d'achat d'électricité verte en utilisant les sources d'énergie renouvelables les moins coûteuses. Ce sont les provinces où les coûts de mise en valeur de la technologie des énergies renouvelables sont les plus bas et où les ressources renouvelables sont les mieux situées qui bénéficieraient le plus de ce plan. Les types d'électricité achetés varieraient probablement d'une province à une autre.

D'après les calculs à l'aide du modèle E-MARKAL, l'énergie éolienne est la technologie émergente non émettrice de GES la moins coûteuse, bien que dans certaines provinces les petites centrales hydroélectriques fassent concurrence à l'éolien. Cependant, les configurations possibles et les coûts dépendent avant tout des emplacements et, partant, il conviendrait de réaliser une analyse plus fine que celle permise par MARKAL pour déterminer la technologie la moins coûteuse dans une localité donnée.

Répercussions sur le commerce international

Bien que la mesure soit probablement insuffisante pour permettre le développement d'une industrie de la fabrication d'éoliennes au Canada, elle pourrait améliorer la rentabilité de la fabrication canadienne de certains éléments, notamment les pales et les tours. Le contenu canadien pourrait ainsi arriver à représenter 70 % des coûts en capital.

Expériences dans d'autres pays

États-Unis

Aux États-Unis, le programme fédéral de gestion de l'énergie (FEMP) du Department of Energy aide les organismes fédéraux à profiter des avantages offerts par les technologies des énergies renouvelables grâce à des projets pilotes basés sur l'utilisation d'une source d'énergie renouvelable. Parmi les projets mis en œuvre à ce jour, citons :

- L'installation de piles photovoltaïques produisant plus de 2 MW au Department of Defence. Une capacité supplémentaire de 1,6 MW est en voie d'être achetée ou en cours de construction.
- L'installation, par le National Park Service (NPS), de plus de 455 systèmes PV et 26 chauffe-eau solaires, et la mise en œuvre d'un grand nombre d'économies d'énergie.

Conditions requises pour la mise en œuvre

- Engagement à long terme de la part des gouvernements en ce qui concerne les achats d'électricité verte.
- Les politiques concernant l'utilisation des terres, l'environnement et le code du bâtiment devront peut-être être modifiées pour tenir compte de la mise en œuvre des technologies des énergies renouvelables.

Analyse; points de vue des membres de la Table

L'achat d'électricité verte par le gouvernement suppose que ce dernier s'engage, dans le cadre de contrats, à acheter de l'électricité auprès de fournisseurs d'électricité produite par de nouvelles technologies non productrices de GES. Ces contrats entraîneront des coûts plus élevés pour le gouvernement que les achats classiques aux taux du marché ou à des taux réglementés. Certains membres de la Table considèrent qu'il s'agit là d'une question de leadership et que ces achats peuvent également constituer un incitatif financier. La Table a modélisé un programme dans lequel le gouvernement dépense 10 fois plus que son budget actuel pour l'achat d'électricité verte pendant 5 ans et 20 fois plus pendant les années subséquentes, pour une prime de 2 ¢/kWh. Étant donné que les dépenses actuelles du gouvernement pour l'électricité verte s'élèvent à environ 400 000 $/an, le budget annuel proposé serait de 4 M$ pendant la période 2000-2005 et de 8 M$ ensuite. Le modèle considérait la prime de 2 ¢ comme une réduction de 2 ¢/kWh dans le coût de production pour toutes les nouvelles technologies non productrices de GES. Les résultats obtenus montrent qu'aucun investissement supplémentaire n'aurait lieu dans ces conditions, puisque le modèle indiquait déjà de plus grandes quantités d'énergie produites par des nouvelles technologies non productrices de GES dans un scénario de statu quo à moindre coût.

La Table ne pense pas pour autant que l'achat d'électricité verte n'est pas une mesure rentable en général. Les réductions de coût associées à des technologies éprouvées peuvent dépendre de la création d'une industrie nationale de l'électricité et le montant de 4 à 8 M$ supposé dans le modèle pourrait permettre la construction d'éoliennes d'une capacité d'environ 25 MW par an, soit approximativement la moitié de ce qui serait nécessaire, selon la Régie de l'énergie, pour assurer la viabilité d'une industrie nationale.

7B) Installation, dans les édifices gouvernementaux, d'une capacité de production d'électricité basée sur des technologies émergentes non productrices de GES

Les gouvernements fédéral et provinciaux et les administrations municipales (le cas échéant) doivent installer des sources d'électricité basées sur les technologies émergentes non productrices de GES dans les édifices gouvernementaux, pour la production autonome sur place.

Contexte

En janvier 1996, le ministre des Ressources naturelles a annoncé que le gouvernement envisageait d'acheter de l'électricité produite à l'aide de technologies émergentes non productrices de GES. Une partie de cette électricité pouvait être produite sur place, dans les édifices gouvernementaux.

En avril 1998, le gouvernement fédéral a affecté 12 M$ au Programme d'encouragement aux systèmes d'énergie renouvelables (PENSER), un programme de trois ans visant à encourager l'utilisation de systèmes basés sur les énergies renouvelables pour le chauffage des locaux et de l'eau. L'initiative pour les installations fédérales, une composante de PENSER, assure un remboursement de 20 % des coûts d'achat et d'installation, jusqu'à un maximum de 50 000 $ par projet. Les systèmes admissibles comprennent les systèmes de combustion de la biomasse à haut rendement et à faibles émissions d'une capacité supérieure à 75 kW. De tels systèmes peuvent être installés sur le site d'un édifice gouvernemental.

Mise en œuvre

Il n'y a pas de contrainte de temps pour l'installation sur place de génératrices d'électricité qui font appel aux technologies émergentes non productrices de GES. De telles installations pourraient faire partie d'un portefeuille énergétique conçu pour atteindre l'objectif de 15 à 20 % d'électricité verte dans les achats d'énergie du gouvernement fédéral d'ici l'an 2010.

Coût économique pour le secteur de l'électricité

Coût de la perte de ventes d'électricité aux installations fédérales.

Répercussions économiques dans d'autres secteurs

Cette mesure serait profitable pour les fabricants du matériel nécessaire, ainsi que pour les installateurs.

Expériences dans d'autres pays

États-Unis

En 1997, le gouvernement fédéral des États-Unis s'est engagé à installer 20 000 systèmes solaires dans les édifices fédéraux, dans le cadre de l'initiative baptisée « Million Solar Roofs Initiative ». Cette initiative vise l'installation d'un million de systèmes solaires sur des bâtiments résidentiels, commerciaux et publics d'ici l'année 2010. L'initiative est principalement orientée vers la technologie des piles photovoltaïques.

Conditions requises pour la mise en œuvre

Installations permettant l'ajout de l'équipement de production d'électricité. Il se peut qu'il faille modifier les codes du bâtiment.

Analyse; points de vue des membres de la Table

Cette mesure est une variante de l'achat d'électricité verte. Les installations dans les édifices gouvernementaux seraient une preuve du leadership du gouvernement. Cependant, il a été souligné que les systèmes admissibles les plus rentables sont maintenant des systèmes hors-réseau et que la plupart des installations gouvernementales sont connectées au réseau.

Les répercussions prévues sur les GES sont très limitées. Si l'on se base sur la consommation d'électricité des installations fédérales, les réductions de CO_2 pourraient être d'environ 15 kt par an. La principale valeur d'une telle réduction est de prouver le leadership et l'engagement du gouvernement.

7C) Crédits à la production

Offrir des crédits aux producteurs, basés sur la production d'énergie à l'aide de technologies émergentes non productrices de GES.

Contexte

Il y a deux façons d'offrir des crédits. Un *crédit à la production* est un montant payé au producteur, proportionnel à la production -- tant de cents par kWh, selon la quantité d'électricité produite. Un *crédit à l'investissement* est proportionnel à la capacité ou au coût en capital; il est payé en une seule fois ou selon un calendrier établi. Les crédits permettraient aux promoteurs de technologies émergentes non productrices de GES de réduire le coût de production pour l'amener au prix du marché. Parmi les avantages de la mesure, citons un coût administratif relativement faible, une aide financière directe pour les technologies émergentes avec des avantages extérieurs, et un encouragement à améliorer l'efficacité de l'exploitation. Les crédits à la production pourraient être payés directement au producteur, ou par le biais du système d'imposition. Dans ce dernier cas, le montant des crédits disponibles peut être limité par le montant des impôts que le propriétaire doit acquitter.

La modélisation a été basée sur les hypothèses suivantes :

- équivalent en capital d'une réduction du coût variable de production de 1 ¢ ou 2,5 ¢ sur dix ans, pour des investissements faits en 2000;
- même chose en 2005;
- la moitié des montants pour des investissements en 2010;
- rien après 2010.

La modélisation n'imposait pas de limite sur le montant d'argent disponible — l'exercice était conçu pour permettre une évaluation du montant requis si le potentiel économique des technologies émergentes non productrices de GES avec coût de production réduit était entièrement réalisé.

Liens stratégiques avec d'autres secteurs

L'attribution de crédits pourrait être considérée comme un précédent pour la mise en œuvre de mesures d'encouragement similaires dans d'autres secteurs industriels qui produisent de grandes quantités de GES.

Coût économique pour le secteur de l'électricité

Coûts réduits.

Répercussions économiques dans d'autres secteurs

La mise en œuvre de technologies émergentes non productrices de GES profiterait aux localités qui disposent d'abondantes ressources énergétiques renouvelables et dans lesquelles le terrain ne coûte pas trop cher. On peut s'attendre à des recettes fiscales locales et à des répercussions modestes sur le nombre d'emplois.

Répercussions régionales

Les provinces dans lesquelles les coûts de mise en œuvre des technologies des énergies renouvelables sont les plus faibles et qui disposent de suffisamment de ressources énergétiques renouvelables sont celles qui profiteraient le plus de ce plan. Les types de technologie varieraient probablement d'une province à une autre.

Expériences dans d'autres pays

Certaines technologies non productrices de GES reçoivent un traitement fiscal favorable aux États-Unis. Le Portugal offre également des crédits d'impôt non négligeables. Le Canada, la France, l'Allemagne, les Pays-Bas, la Norvège et la Suisse utilisent l'amortissement fiscal pour encourager les investissements dans la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables.

Le Danemark paie directement les promoteurs de systèmes éoliens. La Grande-Bretagne offre des contrats à des prix supérieurs au prix du marché pour les producteurs d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables dans certaines catégories et gammes de coût, mais ce programme est financé au moyen d'une redevance sur l'utilisation d'électricité. En Allemagne, en Grèce, au Portugal et en Espagne, les producteurs d'électricité indépendants qui utilisent des sources d'énergie renouvelables bénéficient de contrats de vente préférentiels garantis par rapport aux entreprises de services publics nationales ou régionales.

Aspects à approfondir

L'efficacité d'un crédit à la production, comme mesure visant à réduire les émissions, variera probablement d'une technologie à une autre, selon la situation en matière de commercialisation. Il convient d'évaluer soigneusement le degré d'encouragement approprié et sa « décroissance » avec le temps pour éviter des profits fortuits indus ou, à l'inverse, une participation beaucoup trop faible.

Analyse; points de vue des membres de la Table

Les membres de la Table estiment que les crédits à la production devraient :

- s'appliquer seulement à la nouvelle capacité;
- diminuer avec le temps;
- s'appliquer seulement aux installations capables de produire jusqu'en 2012.

Le modèle MARKAL a été exécuté deux fois, avec des crédits à la production de 1 ¢ et de 2,5 ¢s le kWh respectivement, dans le but d'évaluer la pénétration du marché en l'absence de contrainte budgétaire. Le crédit de 1 ¢ entraînait une réduction des émissions (par rapport au scénario sans limitation des émissions) de 1,2 Mt CO_2 en 2010, tandis que cette réduction atteignait 2,3 Mt la même année avec un crédit de 2,5 ¢.

Une réduction de 1,2 Mt correspond à environ 5 % de la réduction nécessaire pour abaisser le niveau en 2010 à 94 % des niveaux de 1990. Avec le crédit de 1 ¢, le modèle a enlevé approximativement 4 700 GWh aux grandes grosses centrales hydroélectriques (45 %) et aux centrales alimentées au gaz (55 %) au profit de technologies émergentes non productrices de GES.

Une réduction de 2,3 Mt correspond à environ 8 % de la cible de réduction à 94 % des niveaux de 1990 pour le secteur. Le crédit de 2,5 ¢ a déplacé approximativement 6 500 GWh (1 % de la production canadienne) des centrales alimentées au gaz, des grandes centrales hydroélectriques et des centrales alimentées au charbon (dans les proportions 61/29/10) vers des technologies émergentes non productrices de GES, principalement vers l'éolien.

Selon le niveau de soutien financier, un bénéfice net pour l'industrie de 150 à 560 M$ était plus que compensé par des dépenses de 257 à 877 M$ pour le gouvernement, pour des coûts totaux nets (par rapport au scénario sans réduction) de 107 à 317 M$. Ces coûts sont tous exprimés en valeur actuelle nette jusqu'en 2030. Les coûts annuels seraient de l'ordre de 5 à 10 % de ces montants, selon l'année. Les coûts marginaux de la réduction des émissions varient de 7 $/t avec le crédit de 1 ¢ à 14 $/t avec le crédit de 2,5 ¢. Ces estimations ne tiennent pas compte de la réduction éventuelle du coût des technologies émergentes, qui est le but poursuivi.

Les coûts modélisés correspondent au scénario sans limitation des émissions et non au moyen le moins coûteux d'obtenir les réductions des émissions. Il est probable que le moyen le moins coûteux d'obtenir l'une ou l'autre des réductions dans le modèle consisterait à remplacer le charbon par du gaz et par une certaine quantité d'énergie hydraulique.[24]

Cela ne signifie pas que le crédit à la production n'est pas efficace économiquement. Cependant, les résultats illustrent le caractère préparatoire de la mesure : le but de cette mesure n'est pas d'utiliser des fonds gouvernementaux pour acheter de petites réductions auprès des sources les moins coûteuses actuelles; elle vise plutôt à soutenir les technologies respectueuses du climat qui sont prometteuses, dans l'espoir que leurs coûts totaux seront notablement réduits une fois retiré le soutien financier. La mesure pourrait alors entraîner une réduction du coût total du respect d'une politique de type Kyoto, au-dessous du coût obtenu dans le résultat le plus favorable de la modélisation, puisque les estimations ne tiennent pas compte de la réduction du coût de la technologie.

---

[24] *Aucun calcul montrant le moyen le moins coûteux d'obtenir des réductions de 1,2 ou 2,3 Mt en 2010 n'a été effectué à l'aide du modèle.*

7D) Remise sur l'électricité verte produite à l'aide de technologies émergentes et facturée au consommateur à un prix de prestige

Les gouvernements doivent offrir une remise sur les montants payés au-dessus des prix du marché de détail par les consommateurs qui choisissent d'acheter de l'électricité produite par les technologies émergentes non productrices de GES.

Contexte

Cette mesure vise à stimuler le marché des technologies émergentes non productrices de GES. Dans les provinces ou États où l'accès au marché de détail est ouvert, les consommateurs peuvent signer directement des contrats avec les fournisseurs pour l'achat d'électricité respectueuse du climat à des prix supérieurs au prix du marché. Dans le cas où la distribution d'électricité est assurée par un monopole, un prix spécial ou un tarif peut être établi pour la revente par l'entreprise de services publics d'électricité verte. Les clients sont alors libres d'accepter le tarif de prestige. Toutefois, il se peut qu'il soit nécessaire de plafonner soit le montant total des paiements de soutien, soit sur le nombre d'abonnés, pour limiter les dépenses du gouvernement.

L'expérience canadienne en ce qui concerne les prix ou tarifs différents pour l'électricité verte comprend un programme permanent relatif à l'utilisation de l'énergie éolienne en Alberta. En 1997, la société ENMAX, anciennement City of Calgary Electric System, a annoncé qu'elle achèterait plus de 3 millions de kWh d'énergie éolienne. Le gouvernement fédéral s'est engagé à prendre des mesures similaires (voir la mesure 7A).

Mise en œuvre

La demande canadienne potentielle pour une telle mesure peut être évaluée en partie en fonction du degré de participation à d'autres programmes semblables. Le tableau 5 ci-dessous fournit un exemple des primes et des niveaux de participation à des programmes de commercialisation de l'électricité verte aux États-Unis. Les taux de participation réels sont notablement inférieurs à ce que laissaient prévoir les enquêtes sur la volonté de collaboration. Cependant, on pourrait s'attendre à un plus haut taux de participation si les clients recevaient ensuite une remise sur la prime.

Organismes responsables

Dans les provinces où l'accès au marché n'est pas ouvert, il se peut que l'on doive introduire une réglementation visant à obliger ou à encourager les entreprises de services publics à offrir des tarifs supérieurs au prix du marché pour l'électricité verte. Il faudrait également imposer la divulgation des sources et(ou) une homologation du « contenu écologique » pour susciter la confiance des clients et les protéger contre les fraudes.

Tableau 5

Primes et taux de participation aux programmes de commercialisation de l'électricité verte[25]

ENTREPRISE DE SERVICES PUBLICS	PRIME ($US/mois)	PARTICIPATION
Public Service Co. of Colorado	1,73	1,4 % a)
Wisconsin Public Service	1,85 b)	9,0 % b)
Gainesville Regional Utilities	3,27	1,0 % c)
Sacramento Municipal Utilities District (SMUD)	6,00	29,0 % d)
Niagara Mohawk	6,00	0,6 % e)
Detroit Edison	6,59	0,3 f)
Traverse City P & L	7,58	3,1 % c)

Remarques :

a) De tous les clients résidentiels.

b) Basé sur une simulation du marché; la prime réelle est de 1,71 $, mais le taux de participation n'est pas encore connu.

c) De tous les clients.

d) Basé sur un travail de télémarketing.

e) Basé sur un envoi de courrier non ciblé.

f) Basé sur des envois de courrier non ciblés.

Coût économique pour le secteur de l'électricité

D'après l'expérience acquise dans d'autres régions, le coût de la reprogrammation des systèmes de facturation pourrait être de l'ordre de 50 000 $ à 100 000 $.

Expériences dans d'autres pays

Plus de 30 entreprises de services publics américaines ont soit élaboré, soit annoncé leur intention d'élaborer des programmes de tarification écologique à l'intention de leurs clients. Les primes actuelles ou proposées pour l'électricité verte varient généralement de 2,0 ¢US/kWh à 3,0 ¢US/kWh, mais il arrive qu'elles soient aussi faibles que 0,5 ¢US/kWh et aussi élevées que 6,0 ¢ÉU/kWh. On s'attend à ce que la nouvelle capacité de production d'électricité à partir de sources renouvelables mise en place dans le cadre des programmes de tarification dépasse les 20 MW au cours de 1998 et les 35 MW d'ici la fin de 1999.[26]

La majorité des options de tarif écologique ont été offertes aux clients résidentiels et aux petits clients commerciaux. Seules quelques entreprises de services publics tentent de cibler les clients sur le marché du gros ou les clients industriels. Dans la majorité des programmes, il s'agit de systèmes éoliens et photovoltaïques qui sont installés dans des

---

[25] *Source: Weijo, R.O. et D. Boleyn, 1996, "Product Concept and Field Test of Green Marketing Programs," American Council for an Energy-Efficient Economy 1996 Summer Study; http://www.eren.doe.gov/greenpower/aceee2.html*

[26] Information Brief on Green Power Marketing, *3e édition, par Blair Swezey et Ashley Houston, National Renewable Energy Laboratory, septembre 1998.*

installations commerciales centralisées. Seuls quelques programmes visent des systèmes d'énergie renouvelable connectés au réseau et installés chez les clients.

La participation aux programmes a généralement été plus faible que prévu. Dans la plupart des cas, ce phénomène a été attribué à un ou plusieurs des facteurs suivants : 1) tendance des clients à surestimer la probabilité qu'ils participent aux programmes; 2) nouveauté relative des programmes eux-mêmes; 3) marketing pas assez vigoureux pour un grand nombre de programmes.

Des tarifs de prestige pour les achats d'« électricité verte » existent également au Danemark et aux Pays-Bas.

Conditions requises pour la mise en œuvre

- Il est essentiel que la capacité actuelle ne soit pas homologuée dans le cadre de la présente mesure car les frais supplémentaires imposés aux clients permettraient un gain fortuit, sans pour cela réduire les émissions.
- Les entreprises de services publics monopolistiques devraient donner leur accord pour offrir aux consommateurs de l'électricité produite par des technologies non productrices de GES et, soit accepter de l'électricité provenant d'autres entreprises, soit construire leurs propres installations.
- L'applicabilité de cette mesure variera selon la structure de l'industrie de l'électricité dans chaque province.
- De même, dans les provinces où l'accès au marché de détail n'est pas libre, les entreprises de services publics devraient accepter de promouvoir la mesure, ou tout au moins d'en informer les clients, et de procéder aux changements nécessaires en ce qui concerne la facturation.

Analyse; points de vue des membres de la Table

Cette mesure offre une remise partielle sur les montants au-dessus du prix du marché volontairement payés par les consommateurs qui achètent de l'électricité verte produite par des technologies émergentes. Il est entendu que la mesure est surtout efficace dans les provinces où le marché de détail est ouvert, mais que des tarifs réglementés basés sur des contrats avec des propriétaires de types d'installation particuliers sont également possibles.

Les acheteurs d'électricité verte, qui représentent un pourcentage relativement faible de la clientèle, sont prêts à payer plus pour réduire les impacts environnementaux. Cette contribution volontaire au bien public peut être renforcée par des rabais accordés sur les surcharges payées. Ces rabais attireraient d'autres clients, qui ne sont pas tout à fait prêts à payer les prix actuels.

La mesure se distingue du crédit à la production en ce sens qu'elle encourage le volontarisme des clients, plutôt que de réduire les coûts de production. Les producteurs tireraient avantage de la mesure grâce à une augmentation de leur part de marché. L'efficacité du programme pourrait être réduite du fait que tous les clients prêts à payer la prime au complet bénéficieraient malgré tout du rabais. Il convient donc d'effectuer une

étude de marché précise qui tienne compte de l'écart entre la volonté affichée et la volonté réelle de payer.

Il faudrait imposer la divulgation des sources et(ou) une homologation du « contenu écologique » pour susciter la confiance des clients et les protéger contre les fraudes.

Il se peut qu'il soit nécessaire de plafonner soit le montant total des subventions, soit le nombre d'abonnés, pour limiter les dépenses du gouvernement.

Les membres de la Table étaient divisés sur le potentiel de cette mesure. Certains environnementalistes présents à la Table étaient résolument en faveur.

7E) Quota de production ou norme de portefeuille (pourcentage faible)

Les gouvernements doivent fixer des quotas ou des normes relatives au portefeuille énergétique afin d'atteindre les cibles concernant le pourcentage minimal des sources non productrices de GES dans le parc électrogène moyen.

Remarque : cette mesure vise l'imposition d'un faible quota ou d'un faible pourcentage des énergies renouvelables dans le portefeuille énergétique, afin de stimuler le marché des nouvelles technologies non productrices de GES. L'imposition d'un pourcentage plus élevé dans le portefeuille énergétique, pour réaliser des gains appréciables vers un objectif de type Kyoto, est examinée dans la section V.

Contexte

Par quota, on entend des quantités fixes d'électricité produite par des technologies particulières. Avec une norme de portefeuille, tous les vendeurs ou producteurs d'électricité doivent faire en sorte qu'une partie de leurs ventes d'électricité soit produite par des technologies approuvées. Une norme de portefeuille peut se traduire par une position concurrentielle des technologies couvertes par la norme, sans avoir nécessairement à favoriser une technologie de production donnée, sauf dans la mesure où cette technologie répond aux critères établis pour le portefeuille. Le panier de technologies considéré par la Table est un ensemble possible de technologies admissibles. L'éolien, le solaire, la géothermie et la biomasse font habituellement partie de la plupart des programmes de « norme de portefeuille énergétique » (NPE), selon la terminologie courante.

En Ontario, le comité responsable de la formulation de recommandations concernant la conception d'un marché de l'électricité restructuré a envisagé les normes de portefeuille dans le contexte d'autres mesures potentielles de lutte contre la pollution. Le comité était également partagé sur la question des NPE, largement en raison des incertitudes qui règnent au sujet du plafonnement des émissions, notamment les émissions de GES. Les partisans des NPE estimaient que l'instrument était complémentaire des plafonds et qu'il constituait une « assurance » contre l'absence éventuelle d'un engagement visant un plafond pour les GES. Les opposants étaient d'avis que les plafonds sur les émissions offriraient une protection adéquate. Ils s'appuyaient en partie sur une déclaration du ministre de l'Environnement selon laquelle l'engagement volontaire d'Ontario Hydro concernant les GES serait maintenu. L'ajout d'une NPE serait alors superflu.

Mise en œuvre

En raison des délais requis pour la construction des installations nécessaires, les quotas ou les normes relatives de portefeuille devraient être annoncés suffisamment à l'avance.

Une mise en œuvre étapiste permettrait aux industries concernées de procéder aux expansions nécessaires à un rythme gérable, ce qui est généralement un atout pour empêcher que les prix de l'électricité produite sous un régime de limitation des émissions n'augmentent indûment.

Un programme basé sur un quota ou sur une norme de portefeuille pourrait renfermer une clause d'extinction, avec élimination progressive du programme dès que les technologies

émergentes non productrices de GES deviennent concurrentielles par rapport aux sources d'énergie classiques.

Organismes responsables

Les organismes de réglementation provinciaux responsables du secteur de l'électricité seraient chargés d'imposer des quotas ou des normes de portefeuille aux vendeurs ou producteurs d'électricité. Le mécanisme de la norme dépendrait de la structure du marché.

Liens stratégiques avec d'autres secteurs

Les industries qui produisent leur propre électricité (par ex., par cogénération) pourraient être tenues de se soumettre aux exigences relatives au portefeuille énergétique, surtout si elles vendent de l'électricité excédentaire au réseau ou à une tierce partie.

Coût économique pour le secteur de l'électricité

Les producteurs et les consommateurs d'électricité absorberaient ensemble les coûts administratifs du respect d'une norme de portefeuille. Lorsque les producteurs transfèrent le coût plus élevé de la production d'électricité aux consommateurs, on peut s'attendre à ce que des prix plus élevés de l'électricité encouragent les investissements dans l'efficacité énergétique et la conversion à des sources d'énergie autres que l'électricité.

Répercussions économiques dans d'autres secteurs

Si les prix de l'électricité augmentaient suffisamment à la suite de l'imposition d'une NPE, cette augmentation pourrait encourager les investissements dans l'efficacité énergétique et la conversion à des sources d'énergie autres que l'électricité, principalement au gaz naturel. Cependant, la plus grande pénétration des énergies renouvelables compenserait partiellement toute tendance à la hausse des prix du gaz : il se peut que le gaz soit plus utilisé pour le chauffage et le refroidissement directs, par exemple, mais la quantité de gaz consommée pour la production d'électricité serait plus faible.

Répercussions régionales

Les régions disposant de ressources énergétiques importantes pour les nouvelles technologies seraient les principales bénéficiaires d'un programme national relatif au portefeuille énergétique.

Certaines provinces voudront peut-être promouvoir la mise en valeur de sources d'énergie particulières en imposant des quotas sur leur propre territoire. Cependant, une plus grande libéralisation des marchés de l'électricité pourrait exercer une pression sur des pratiques restrictives qui vont au-delà de la spécification des technologies admissibles et sur le pourcentage minimal global de la capacité obtenue à l'aide de ces technologies.

Expériences dans d'autres pays

Aux États-Unis, plusieurs États, dont l'Arizona, le Nevada, le Massachusetts, le Connecticut, le Maine et le Vermont, ont déjà mis en œuvre des programmes de ce type. D'autres, comme la Californie, le Rhode Island, New York, le Wisconsin et l'Illinois favorisent la mise en valeur et le déploiement des énergies renouvelables au moyen de

frais « liés aux avantages du système » (SBC, Systems Benefit Charges). D'autres encore, comme le Massachusetts, utilisent les deux systèmes, en associant le développement du marché au NPE et en finançant la recherche permanente au moyen des frais liés aux avantages du système.

À l'échelon fédéral, le plan du président Clinton, intitulé Comprehensive Electricity Competition Plan, recommande l'adoption d'ici l'an 2010 d'une norme imposant un minimum échangeable de 7,5 % d'énergie renouvelable non importée autre que l'hydroélectricité. Au cours des dernières années, l'Administration et des membres individuels du Congrès ont déposé plusieurs propositions de NPE. Chaque projet de loi propose différentes cibles couvrant diverses périodes de temps, avec des critères d'admissibilité variables. Il est ainsi spécifié qu'un pourcentage minimal de la production américaine ou des ventes d'électricité doit provenir de sources d'énergie renouvelables, dont la définition peut varier. Ce pourcentage allait de 4 % en 2010 dans un projet de loi antérieur soumis par le républicain Schaefer à 20 % en 2020 dans le projet de loi soumis par le sénateur Jeffords, soit une augmentation de l'utilisation des énergies renouvelables allant de 10 % du niveau prévu dans le scénario correspondant au statu quo, à plus de cinq fois ce niveau. Toutes les propositions présentées au niveau fédéral ont ceci en commun qu'elles visent toutes à créer un marché national d'échange de crédits relatifs aux énergies renouvelables en vue de mettre en œuvre une norme concernant le portefeuille énergétique.

Conditions requises pour la mise en œuvre

- Déterminer le niveau de la norme.
- Déterminer les ressources et les technologies admissibles.
- Harmoniser éventuellement les normes relatives au portefeuille énergétique des différentes provinces.

Analyse; points de vue des membres de la Table

Un quota ou une norme relative au portefeuille énergétique requièrent une part minimale de marché pour une technologie ou un groupe de technologies donnés. La part peut être exprimée en énergie ou en capacité. La réduction des émissions sera moindre lorsque la part est exprimée en capacité plutôt qu'en énergie, car les technologies émergentes non productrices de GES ont tendance à avoir de faibles facteurs de capacité.

La section 5 présente les résultats de la modélisation d'une norme relative au portefeuille énergétique en vertu de laquelle de 3 à 5 % de l'énergie totale doit être fournie par des technologies émergentes non productrices de GES, pour une réduction des émissions de 10 Mt en 2010. D'après le modèle, une telle norme se révèle notablement plus coûteuse que l'imposition de frais sur les émissions qui se traduit par des réductions d'émissions plus importantes. Cependant, comme il est indiqué ci-dessus, le modèle ne tient pas compte de la réduction du coût de la technologie, qui est en fait le but de cette mesure. Une norme inférieure, peut-être adaptée aux bases de ressources des différentes provinces et coordonnée de façon à ce que le fardeau soit réparti régionalement, serait utile comme mesure de transition. Il en est ainsi parce qu'une norme pourrait réduire le coût des technologies émergentes non productrices de GES (par rapport aux réductions

d'émissions obtenues) dans une plus grande proposition que la simple imposition de frais sur les émissions de carbone, qui favorise principalement les grandes centrales hydroélectriques et les centrales à gaz.

Cependant, les membres de la Table étaient nombreux à se montrer réticents. Certains considèrent la mesure trop directive. Plusieurs estiment que la norme n'est utile que dans les régimes réglementés. Bien entendu, ce sont l'industrie et ses clients qui en supportent tous les coûts. La mesure est également repoussée dans les provinces qui recherchent des marchés d'exportation pour l'électricité produite dans de grandes centrales électriques, parce que les règlements américains sur les normes relatives au portefeuille énergétique qui sont en préparation pourraient exclure ces centrales des sources admissibles. Cependant, il convient de noter que certains environnementalistes présents à la Table étaient résolument en faveur de la mesure.

7F) Comptage net de l'électricité produite à l'aide de petits systèmes à émissions faibles ou nulles

Faire en sorte que la législation provinciale oblige les distributeurs d'électricité provinciaux à offrir un tarif dit de « comptage net » à leurs clients.

Contexte

Le comptage net consiste à accorder un crédit aux clients d'une entreprise de services publics pour l'électricité fournie au réseau lorsque les installations autonomes des clients produisent un surplus. En l'absence de comptage net, les entreprises de services publics installent habituellement un second compteur pour mesurer la quantité d'électricité qui est éventuellement renvoyée à son réseau. L'électricité est alors achetée dans le cadre d'une entente d'achat et de vente nets, au tarif correspondant au « coût évité », qui est habituellement inférieur au prix de détail (la différence pouvant atteindre 10 ¢US/kWh). Pour les petites installations, il n'est souvent pas rentable d'installer un second compteur : la différence entre les coûts ou les valeurs de l'électricité fournie sur place et ceux de l'électricité du réseau ne justifie pas la dépense.

Le comptage net est surtout utile avec les technologies des énergies renouvelables intermittentes parce qu'il permet de tarifier toute l'électricité produite par le consommateur, ou une portion considérablement plus grande, au prix de détail. La valeur économique des petits systèmes basés sur les énergies renouvelables augmente donc pour les clients. Le comptage net permet également une plus grande souplesse, puisque les clients n'ont pas besoin de modifier leur consommation ou d'installer des dispositifs de stockage de l'énergie pour maximiser la valeur de leur production. La taille du système peut être choisie en fonction de la consommation d'énergie à long terme. En l'absence de comptage net, les clients qui ont passé des ententes d'achat et de vente nets ont plus tendance à installer des petits systèmes afin de ne pas dépasser leur demande d'électricité instantanée. Par conséquent, en tant qu'option stratégique, le comptage net offre des incitatifs économiques pour encourager le développement des technologies des énergies renouvelables, sans financement public.

Mise en œuvre

Au cas où l'on s'attendrait à un taux d'acceptation important du comptage net, il faudrait compter un délai d'au moins un an, voire deux, pour faire des études et se préparer. Le client doté d'un système autonome qui désirerait adopter le comptage net serait responsable de l'achat et de l'installation d'un matériel de connexion conforme aux normes du Code national de l'électricité (CNE) ainsi qu'aux normes de tout code local applicable. Certaines entreprises de services publics imposeront peut-être des normes supplémentaires sur le service et l'équipement. Parmi les problèmes techniques que posent les connexions avec de petits systèmes de production d'électricité citons la qualité de l'électricité, la fiabilité du service, la protection de l'équipement et les arrangements relatifs au comptage.

Liens stratégiques avec d'autres secteurs

Le comptage net aura des répercussions sur la rentabilité de la production autonome d'électricité et, partant, il convient d'en tenir compte dans les considérations relatives à

l'achat par le gouvernement de systèmes de production autonomes. Le secteur du bâtiment et les municipalités auraient naturellement à intervenir dans tout ce qui concerne les problèmes de choix des emplacements, de bruit, de sécurité ou de pollution locale.

Coût économique pour le secteur de l'électricité

Le client paie habituellement le coût de la connexion au réseau. Les entreprises de services publics auraient à payer les coûts de la vérification de la qualité de l'installation ou de la sécurité, si elles jugent cette vérification nécessaire, mais à mesure que les technologies de production à petite échelle seront normalisées et que le secteur des services énergétiques arrivera à maturité, on peut s'attendre à ce que les préoccupations et les tâches des entreprises diminuent.

Les entreprises de services publics pourraient être quelque peu pénalisées du fait de devoir payer la production excédentaire au prix de détail, plutôt qu'au prix correspondant au coût évité, et elles pourraient également perdre des revenus de vente, mais ces coûts pourraient être atténués grâce à une réglementation appropriée basée sur le rendement. Par contre, certaines entreprises pourraient également tirer avantage du comptage net, parce que la production distribuée d'électricité par les clients peut améliorer l'utilisation de l'infrastructure de distribution et réduire les pertes de réseau.

Répercussions économiques dans d'autres secteurs

On s'attend à un accroissement de la fabrication et de l'installation de systèmes de production autonomes.

Répercussions régionales

Le comptage net sera peut-être plus facilement adopté dans les régions dotées de ressources non productrices de GES accessibles et de bonne qualité (comme l'énergie éolienne, l'énergie solaire et la biomasse), ainsi que d'un code du bâtiment et de règlements sur l'utilisation des terres présentant une certaine souplesse, autrement dit dans les régions rurales.

Expériences dans d'autres pays/obstacles à la mise en œuvre

Le comptage net pour les petits systèmes de production d'électricité basés sur les énergies renouvelables est offert dans certains États américains depuis plus de dix ans, mais l'impact sur le marché des technologies des énergies renouvelables est resté limité.[27]

Le fait que la participation aux programmes existants soit restée limitée peut être attribué à plusieurs facteurs :

- *Communication.* L'information sur les programmes de comptage net n'a pas été diffusée à grande échelle et la publicité a été limitée. Très souvent, les clients ne connaissent pas leurs options concernant le comptage net ni les avantages potentiels qu'ils pourraient en retirer.

---

[27] Net-metering Programmes, *par Yih-huei Wan, National Renewable Energy Laboratory Issues Briel No. NREL/SP-450-21651, décembre 1996.*

- *Aspects économiques.* Les bas prix de l'électricité et les coûts élevés en capital des petits systèmes basés sur les énergies renouvelables influent considérablement sur les décisions des clients résidentiels en ce qui concerne les programmes de comptage net. Par exemple, le marché des petits systèmes PV connectés au réseau est très réduit parce que, du point de vue du client, ces systèmes ne sont pas rentables. Seuls les clients qui ne sont pas motivés seulement par des facteurs financiers ont installé ces systèmes plus coûteux, par exemple pour des raisons écologiques ou d'indépendance énergétique. Cependant, même lorsque le comptage net est rentable, l'adoption de cette mesure a été limitée.

- *Exigences en matière de connexion.* Les entreprises de services publics publient souvent des lignes directrices concernant les connexions, en vertu desquelles les clients doivent installer du matériel de protection supplémentaire et se procurer des assurances de responsabilité civile, ce qui augmente considérablement le coût des petites installations de production. La plupart du temps, les lois et règlements étatiques concernant le comptage net ne renferment pas de dispositions sur les tarifs des entreprises de services publics, les contrats de service ou les connexions. De plus, il arrive que les entreprises de services publics incluent des frais importants de connexion et de service dans leurs tarifs de comptage net.

Un obstacle important à la mise en œuvre de la mesure réside dans la difficulté à persuader ou à obliger les entreprises de services publics d'adopter le comptage net. L'expérience américaine a révélé plusieurs idées et facteurs qui sont à l'origine de l'opposition de ces entreprises :

- L'imposition de règlements supplémentaires nuit à leurs activités.
- Les entreprises considèrent que le fait de payer l'électricité produite par les clients au prix du marché du détail équivaut à une subvention, car les prix de détail comprennent les coûts de transport, de distribution et d'administration ainsi que les profits, en plus du coût de l'énergie fournie par une entreprise de services publics.
- La mesure entraîne des pertes de revenus lorsque les prix sont plafonnés ou lorsque le taux de rendement est réglementé.
- Les entreprises estiment que le comptage net viole les règles de la PURPA et de la FERC concernant la mise en œuvre, en exigeant des entreprises qu'elles paient un prix supérieur au coût évité pour l'électricité produite par des installations admissibles.
- Il se pose des problèmes de sécurité.
- Il y a perte d'information sur la charge réelle du client.

Analyse; points de vue des membres de la Table

Le comptage net peut encourager la production autonome d'électricité, en permettant aux clients de réduire véritablement leur consommation nette. Cette mesure peut également comporter une obligation pour l'entreprise de services publics qui fournit l'électricité d'acheter l'excès de production du client à un prix spécifié.

Le comptage net doit se traduire par une réduction des émissions de GES pour constituer une mesure préparatoire appropriée. Bien que, convenablement située, la production autonome puisse entraîner une réduction des pertes sur les lignes et, partant, des émissions à l'échelle du réseau, les membres de la Table estiment que la mesure devrait être limitée aux sources non émettrices, ou à tout le moins aux sources moins polluantes que les sources de remplacement qui seraient mises en valeur par défaut.

Lorsque les sources autonomes sont placées et exploitées de façon sélective, la production d'électricité par de telles sources peut se traduire par une suspension des investissements dans les installations de transport et de distribution. Toutefois, les membres de la Table se sont également montrés préoccupés par le risque de rachat, par un client, de l'électricité qu'il a lui-même produite. Lorsque les tarifs ne reflètent pas les coûts marginaux associés à un site et à un moment spécifiques, l'utilisation d'un même tarif pour la vente et l'achat (réel) risque de ne pas être rentable économiquement. Certains membres ont aussi exprimé des doutes au sujet de la disponibilité et de la qualité de l'électricité dans le cas des petites sources autonomes; il y a risque en effet d'échanger de « l'électricité de réseau de haute qualité » pour de « l'électricité de basse qualité produite sur place ». Au moins un membre de la Table estimait que le comptage net pourrait entraîner des problèmes sur le réseau dans certaines circonstances.

En conséquence, la Table considère que cette mesure devrait se limiter aux petits systèmes tels que les piles photovoltaïques installées sur le toit et la micro-cogénération, là où les risques pour le réseau sont minimaux ou dans les cas où l'échelle de la production ne justifie pas l'installation d'un second compteur. Cette mesure constituerait un signal positif pour les petites entreprises et les propriétaires, et elle compléterait d'autres mesures préparatoires visant le marché du gros. Les impacts sur le marché global et sur les émissions resteraient faibles.

8. R-D-D sur les options à long terme

Aide financière à la recherche-développement-démonstration : technologies non productrices de GES.

Amener les gouvernements fédéral et provinciaux à fournir une aide financière pour des technologies à émissions de GES faibles ou nulles qui conviennent au Canada, pour la recherche-développement-démonstration, pour l'amélioration de l'efficacité du transport et pour la cartographie de la base de ressources.

Contexte

La politique d'innovation établit une distinction entre l'utilisation de fonds publics pour accélérer la pénétration du marché par de nouvelles technologies qui ont fait leurs preuves du point de vue commercial, et l'utilisation de ces fonds pour financer les recherches scientifiques et techniques, les essais et les travaux de perfectionnement nécessaires pour que ces nouvelles technologies deviennent commercialisables. La R-D-D dont il est question ici appartiendrait à cette dernière catégorie.

La recherche-développement (R-D) réalisée par le gouvernement fédéral au Canada est complétée par des travaux des sociétés de la Couronne et des laboratoires de recherche financés par les provinces. L'allocation des fonds varie en fonction des priorités gouvernementales. La majeure partie du financement fédéral de la R-D sur les énergies autres que le nucléaire se fait par l'intermédiaire du Programme de recherche et de développement énergétiques (PRDE) qui affecte les montants à divers ministères, organismes et institutions. Le PRDE a financé des projets dans des domaines tels que :

- R-D sur le pétrole : récupération assistée du pétrole et du gaz, raffinage, transport et stockage, schistes bitumineux et sables pétrolifères, et autres travaux connexes.
- R-D sur le charbon : combustion assistée du charbon, conversion, production, préparation et transport.
- R-D sur l'efficacité énergétique et les énergies de remplacement : efficacité énergétique et économies d'énergie, chauffage et refroidissement solaires, systèmes photoélectriques, systèmes thermoélectriques, énergie éolienne, énergie des océans et biomasse, énergie géothermique, carburants de remplacement, piles à combustible et hydrogène.

Mise en œuvre

Les recommandations de la Table de la technologie devraient servir de base à une stratégie de R-D-D pour les technologies à émissions de GES faibles ou nulles au stade de la précommercialisation. Tout plan de ce type devra tenir compte de la position prépondérante d'autres pays dans certains domaines et s'appuyer sur des priorités et points forts particuliers au Canada.

Organismes responsables

Le Bureau de la recherche et du développement énergétiques (BRDE) resterait le centre de coordination des activités canadiennes de recherche-développement énergétique — à

l'exception de la RDD nucléaire — au sein du gouvernement fédéral. Toute nouvelle RDD nucléaire relèverait de l'industrie et d'Énergie atomique du Canada limitée.

Liens stratégiques avec d'autres secteurs

Toute mesure relative à la RDD a des liens étroits avec les tables de l'industrie et de la technologie. Le financement par l'industrie et sa participation sont essentiels à l'étape du développement et de la démonstration de nouvelles technologies. Cependant, il se peut que l'industrie s'intéresse principalement aux avantages à plus court terme et qu'elle concentre ses travaux sur les technologies qui, tout en permettant de réduire les émissions, pourraient avoir du succès sur les marchés déréglementés de l'électricité. Par conséquent, la recherche à long terme sur les technologies non émettrices pourrait nécessiter un financement proportionnellement plus important de la part du gouvernement fédéral, à moins que des incitatifs économiques additionnels ne soient mis en place, comme des instruments réglementaires axés sur le marché.

Coût économique pour le secteur de l'électricité

Pas de coût, ou une réduction des coûts.

Répercussions économiques dans d'autres secteurs

Les progrès des technologies non émettrices pourraient avoir des effets positifs sur d'autres secteurs qui utilisent les procédés de combustion pour produire de l'électricité. En outre, des améliorations dans la production d'électricité, tant en termes de coûts que d'émissions de GES, pourraient se traduire par une conversion à l'électricité dans d'autres secteurs.

Répercussions régionales

Un financement accru de la RDD aura des répercussions dans les régions dotées d'installations de recherche et dans celles qui disposent d'une base de ressources adoptée aux technologies financées.

Expériences dans d'autres pays

États-Unis

Les États-Unis ont investi considérablement dans la RDD concernant les énergies renouvelables et les énergies à haute efficacité, comme le montre le tableau 6 ci-dessous :

Tableau 6

Budget 1999 pour les technologies des énergies renouvelables, les technologies avancées des combustibles fossiles et le nucléaire au Department of Energy des États-Unis (MSUS)[28]

	Crédits 1999
R-D totale pour la technologie de la production d'électricité à partir des énergies renouvelables	272,3
R-D pour la technologie avancée des centrales à charbon	87,7
R-D pour la technologie avancée des centrales à gaz naturel (turbines, piles à combustible)	88,7
R-D pour la technologie nucléaire	73,8

Union européenne

Les activités de R-D énergétique dans l'Union européenne sont concentrées dans les domaines suivants :

- production à grande échelle d'électricité et(ou) de chaleur avec émissions réduites de CO_2 à partir du charbon, de la biomasse ou d'autres sources d'énergie;
- mise au point et démonstration de technologies de la biomasse, des piles à combustible, de l'énergie éolienne et de l'énergie solaire;
- intégration de nouvelles sources d'énergie et de sources d'énergie renouvelables dans les systèmes énergétiques;
- technologies rentables de réduction des impacts environnementaux destinées à la production d'électricité.

Analyse; points de vue des membres de la Table

Le soutien des membres de la Table dépendait de la taille du budget proposé et des technologies concernées. Cependant, en général, les membres de la Table conviennent qu'il est nécessaire de financer la R-D sur les technologies non productrices de GES si l'on veut que les technologies dont les coûts pourraient diminuer rapidement deviennent commercialisables.

---

[28] *EERE Budget-In-Brief: Fiscal Year 2000 (http://www.eren.doe.gov/overview/budget/)*

Office of Fossil Energy, U.S. Department of Energy (http://www.fe.doe.gov/budget/00table.html)

FY 2000 Nuclear Energy, Science and Technology Budget

9. Divers

9A) Supprimer les obstacles fiscaux à l'investissement dans les technologies de production à émissions de GES faibles ou nulles, afin de les rendre plus compétitives

Les gouvernements fédéral et provinciaux doivent atténuer l'effet de la Règle visant les biens relatifs à l'énergie déterminés au moyen de transfert ou de crédits d'impôt aux investisseurs pour les déductions pour amortissement admissibles sous la catégorie 43.1 qui n'ont pas été utilisées, ou par le biais d'une remise sur les DPA non utilisées.

Contexte

Toute une gamme de matériel lié aux énergies renouvelables et à l'efficacité énergétique est admissible dans la catégorie 43.1 des DPA — une catégorie de déductions pour amortissement du régime fiscal fédéral. Les technologies admissibles comprennent certains systèmes de cogénération, les petites centrales hydroélectriques, l'équipement de conversion de l'énergie éolienne, les réseaux photovoltaïques de plus de 3 kW, l'équipement de chauffage solaire actif, les détendeurs de turbine ou les moteurs de chambre d'équilibre utilisés pour produire de l'électricité dans les stations de réduction de la pression du gaz naturel, ainsi que l'équipement utilisé dans certaines installations de récupération des gaz de rebuts. L'achat d'équipement usagé est admissible, pourvu que la technologie reste au même endroit au Canada et que l'équipement n'ait pas plus de cinq ans.

Les installations à émissions de GES faibles ou nulles requièrent généralement de plus grands investissements que les centrales thermiques utilisant des combustibles fossiles. La majeure partie des dépenses pour ces nouvelles technologies concerne l'installation d'équipement permanent pour la capture de l'énergie et les structures connexes, non les coûts permanents d'exploitation. En vertu de la Loi de l'impôt sur le revenu, cet équipement est amorti à un taux de 30 % de la valeur restante de l'équipement, une fois la déduction annuelle effectuée. Un taux de déduction pour amortissement de 30 % permet de radier plus de 80 % du coût de l'équipement en cinq ans. Il s'agit donc d'une vitesse de radiation accélérée si l'on tient compte de la durée de vie de la majeure partie de l'équipement admissible dans la catégorie 43.1 (comme les petites centrales électriques et les éoliennes). En vertu de la politique gouvernementale actuelle, cette déduction pour amortissement est accordée seulement aux investisseurs qui oeuvrent activement dans le domaine de l'énergie (ou à une entreprise de fabrication et de traitement ou à une société minière).

Les déductions pour amortissement sont valables seulement si le promoteur du projet a un revenu imposable auquel la déduction peut s'appliquer. Très souvent, les entreprises qui travaillent à la mise au point de technologies émergentes ont un faible revenu imposable en raison du stade de développement de leur technologie. Par contre, les installations du secteur privé alimentées avec des combustibles fossiles ont généralement atteint un stade de développement plus avancé et, partant, leurs propriétaires sont plus à même d'utiliser leurs déductions pour amortissement.

Plusieurs organisations et entreprises du secteur de l'énergie ont soumis des recommandations au gouvernement fédéral en vue de réduire cette disparité. Voici quelques-unes de ces suggestions :

- établir un taux d'amortissement de 30 % pour les nouveaux bâtiments et les bâtiments modernisés ainsi que pour les éléments intégrés qui répondent à une norme de rendement énergétique donnée, pour l'équipement de chauffage de quartier et pour l'équipement de chauffage et de refroidissement alimenté avec des énergies renouvelables (le taux est actuellement de 4 %);[29]
- éliminer complètement les règles visant les biens relatifs à l'énergie déterminés;[30]
- établir une catégorie semblable aux « Frais d'aménagement au Canada pour le pétrole et le gaz » qui puisse être transférée aux entreprises qui investissent dans des projets concernant les énergies renouvelables;[31]
- permettre que les déductions pour amortissement annuelles non utilisées applicables aux projets concernant les énergies renouvelables soient considérées comme des frais liés aux énergies renouvelables et à l'efficacité énergétique au Canada (FEREEC – voir ci-dessous), et(ou) permettre de convertir 1 M$/an de frais de développement associés à de tels projets en FEREEC avec des règles anti-abus similaires aux dispositions concernant les FAC/FEC.[32]

Seule une variante limitée de la troisième recommandation a été adoptée dans le budget fédéral de 1997. Il s'agit de la disposition concernant les frais liés aux énergies renouvelables et à l'efficacité énergétique au Canada (FEREEC), en vertu de laquelle est accordée une déduction analogue à la déduction pour frais d'exploration au Canada (FEC) à laquelle les promoteurs pétroliers et gaziers ont droit, mais applicable aux investissements admissibles dans les énergies renouvelables. Les FEREEC sont déductibles à 100 %; ils peuvent être reportés sur les exercices subséquents, et les investisseurs extérieurs peuvent en bénéficier par l'intermédiaire de l'achat d'actions accréditives.

En général, les FEREEC comprennent les investissements échoués tels que les coûts des études de préfaisabilité, les frais de propriété et les autres coûts nécessaires pour déterminer l'étendue des ressources, les coûts des études d'évaluation, d'impacts environnementaux et autres études de faisabilité, les coûts des études de marché et les coûts de la préparation de l'emplacement. Les frais actuellement admissibles au titre des FEREEC ne représentent actuellement que 5 à 10 % des coûts en capital d'un projet admissible.

Période de mise en œuvre

Immédiatement – prochain budget fédéral.

---

[29] 1997/98 Federal Budget Submission – Energy Related Tax Measures. *Pembina Institute for Appropriate Development. Barbara Campbell et Rob Macintosh. 30 décembre 1996.*

[30] *IPPSTF – Independant Power Producers Stakeholder Task Force.* 1997 Pre-Budget Submission.

[31] *IPPSTF – Independant Power Producers Stakeholder Task Force.* 1997 Pre-Budget Submission.

[32] *IPPSTF – Independant Power Producers Stakeholder Task Force.* 1997- Pre-Budget Submission. *Dans le cadre des FAC/FEC, il est possible de reclassifier des FAC en FEC (taux de déduction possible de 100 %), pour un montant pouvant atteindre 1 M$/an, pourvu que les actifs de l'entreprise ne dépassent pas 15 M$. Le but de cette disposition est de favoriser les petites sociétés pétrolières et gazières pour lesquelles les risques sont plus élevés.*

Coût économique pour le secteur de l'électricité

Coûts réduits pour les technologies concernées.

Répercussions économiques dans d'autres secteurs

Le gouvernement fédéral s'inquiète de la prolifération et de l'abus éventuel des abris fiscaux qui permettent aux riches contribuables de profiter des dispositions relatives aux actions accréditives et aux partenariats limités pour bénéficier de reports d'impôts. Il craint également que d'autres secteurs ne considèrent les modifications proposées comme une faveur accordée au secteur des énergies renouvelables et qu'ils ne réclament que ces mesures ou d'autres mesures similaires soient plus largement appliquées.

Répercussions régionales

À l'heure actuelle, les technologies auxquelles cette mesure s'appliquerait le plus rapidement sont la cogénération au gaz à haut rendement, la biomasse, l'énergie éolienne et les petites centrales au fil de l'eau. Les régions qui en profiteraient le plus seraient les provinces de l'Atlantique, le Québec, l'Ontario et l'Alberta. La Colombie-Britannique et la Saskatchewan en tireraient également des avantages, mais à une échelle moindre.

Répercussions sur le commerce international

Les ressources canadiennes associées aux technologies qui seraient le plus probablement concernées sont de bien meilleure qualité que la plupart des ressources potentielles des Etats-Unis et, partant, la production canadienne pourrait devenir un produit d'exportation pour le secteur de l'électricité.

Expériences dans d'autres pays

Dans la plupart des autres pays, il existe des dispositions fiscales ou d'autres modes d'ajustement (crédits ou subventions) visant à faciliter l'émergence de ces technologies au cœur de l'industrie de l'électricité. La conception des mesures à caractère fiscal est importante pour produire des effets désirables, réduire les coûts de financement ultimes, accroître la compétitivité et limiter les risques d'abus fiscaux[33].

Conditions requises pour la mise en œuvre

Il faut trouver des moyens appropriés pour mettre en œuvre cette mesure de façon à atténuer les effets des obstacles sans pour autant établir un précédent coûteux.

Analyse; points de vue de la Table

La modification du système d'imposition des entreprises en vue d'éliminer les obstacles aux projets concernant les énergies renouvelables a été recommandée par la Table à titre de mesure de démarrage rapide en novembre 1998. Les partisans de la mesure considèrent que les dispositions actuelles de la Loi de l'impôt sur le revenu apportent très peu aux petites entreprises, aux entreprises naissantes et aux entreprises en développement qui sont les plus actives dans la mise en œuvre de tels projets. Ces

---

[33] *Financing Investments in Renewable Energy : The Role of Policy Design and Restructuring. Ryan Wiser et Steven Pickle.* Environmental Energy Technologies Division; Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory; University of California Berkeley, Californie (mars 1997).

entreprises n'ont pas de revenus imposables suffisants pour que les dispositions puissent s'appliquer, et il est probable que les projets leur rapporteront des revenus imposables limités pendant encore un certain temps.

D'un autre point de vue, en principe, seuls les investisseurs actifs devraient pouvoir bénéficier des déductions pour amortissement, afin que les avantages fiscaux ne soient pas accordés à des investisseurs qui ne courent pas de risques en ce qui a trait aux équipements faisant l'objet de l'amortissement. Dans cette perspective, l'utilisation des avantages fiscaux associés à la DPA par des investisseurs passifs constitue un précédent qui pourrait avoir des répercussions néfastes considérables sur les recettes du gouvernement.

La Table aimerait encourager l'élaboration d'une méthode permettant d'atténuer les effets néfastes des règles d'imposition actuelles sur les investissements et les prix des produits, afin que tous les investisseurs dans des projets respectueux du climat se retrouvent sur un pied d'égalité, après impôt, sans que soit créé un précédent en matière de principes fiscaux.

Une bonne dose de créativité est nécessaire. Le système d'imposition des entreprises, qui est basé sur le profit et non sur la production physique ou les impacts environnementaux, n'est peut-être pas le seul ou le meilleur cheval de bataille. Cependant, une modification appropriée de la Loi de l'impôt sur le revenu pourrait avoir des répercussions positives sur les investissements dans des projets respectueux du climat, pour autant que les raisons des mesures soient claires. Si ce n'est pas le cas, on peut s'attendre à ce que d'autres types d'investisseurs réclament un traitement similaire.

9B) Faire en sorte que l'impôt foncier soit basé non plus sur le capital mais sur le revenu ou la production.

Les gouvernements fédéral et provinciaux doivent envisager d'éliminer les obstacles fiscaux au développement rationnel de la production d'électricité par des technologies à émissions de GES faibles ou nulles tant par les petites que par les grandes entreprises. Le fait de passer du capital au revenu pour calculer l'impôt foncier permettrait aux promoteurs de technologies à émissions de GES faibles ou nulles d'être imposés sur un pied d'égalité avec les producteurs d'électricité utilisant les techniques classiques de production d'électricité à partir de combustibles fossiles.

Analyse; points de vue des membres de la Table et des intervenants

Il s'agit là d'une mesure d'application rapide qui a été recommandée en novembre 1998. Les technologies de production d'électricité à partir des énergies renouvelables requièrent de plus grands investissements que les technologies classiques avec lesquelles elles sont en concurrence. Par conséquent, un changement dans la base du calcul de l'impôt foncier, du capital au revenu ou à la production, permettrait aux énergies renouvelables de se tailler une plus grande place sur le marché.

Cette mesure pourrait donner lieu au même problème que celui observé avec la mesure 9A) si le changement est vu comme un précédent pour les taxes foncières en général. Par conséquent, les raisons pour lesquelles la mesure est proposée - changement climatique, traitement fiscal équitable pour les producteurs du même bien ou autre raison - pourraient jouer un rôle important dans l'acceptabilité de la mesure.

9C) Gestion axée sur la demande

En offrant des incitatifs financiers directs et des montages de financement créatifs à leurs clients, et en travaillant de concert avec les associations commerciales, les entreprises privées et les entreprises de services publics peuvent encourager une utilisation efficace de l'électricité et réduire les besoins d'un approvisionnement supplémentaire. Les organismes de réglementation et les gouvernements devraient travailler ensemble à faire en sorte que la gestion axée sur la demande soit largement adoptée tant sur les marchés monopolistiques que sur les marchés concurrentiels de l'électricité.

Remarque : *Cette mesure est renvoyée aux tables sectorielles qui examinent les utilisations finales de l'électricité*

Contexte

Il est généralement admis qu'il existe divers obstacles, en matière d'information et de finances, qui empêchent la pleine mise en valeur des mesures visant l'efficacité énergétique et d'autres moyens de réduire la demande. L'un d'eux est le fait que les consommateurs ne reçoivent pas de signal de prix marginal (c'est-à-dire lorsque le coût marginal de l'offre est supérieur au prix de détail).

Plusieurs instruments peuvent être utilisés conjointement pour améliorer l'efficacité de l'utilisation finale d'électricité. Les normes d'efficacité du gouvernement sont une très bonne solution pour éliminer les utilisations les plus inefficaces. Cependant, il existe de nombreuses situations où le fait de fournir de l'information, des incitatifs financiers directs et des montages de financement créatifs, tout en laissant au consommateur la possibilité de faire des choix, est économiquement préférable. Ces services relatifs à l'efficacité énergétique pourraient provenir de plusieurs sources, dont des programmes exécutés par le gouvernement, des entreprises de services éconergétiques et des entreprises de services publics. Au cours des dernières années, on a observé que les entreprises de services publics avaient tendance à abandonner les incitatifs à mesure que le marché devenait plus concurrentiel. Cela n'est pas inéluctable. Les entreprises de services publics qui conservent leur position de monopole sont dans une bonne position pour mettre en œuvre de tels programmes et transférer une partie des coûts à leurs clients (tout en réduisant à un strict minimum le coût total payé par tous les clients). De même, les entreprises de distribution et de transport dans une région où le marché est concurrentiel peuvent mettre en œuvre des programmes de gestion axée sur la demande (GAD) et en récupérer les coûts au moyen de frais de transport spéciaux.

Les gouvernements et les entreprises de services publics peuvent faire en sorte que des programmes GAD soient mis en œuvre à la fois dans les marchés monopolistiques et dans les marchés concurrentiels, afin d'encourager l'utilisation efficace de l'électricité et de réduire les besoins de nouvelles sources d'approvisionnement.

Voici quelques exemples de mesures de gestion axée sur la demande :

- normes d'efficacité imposées par le gouvernement
- étiquetage énergétique des bâtiments
- extension des programmes d'encouragement pour les nouveaux bâtiments commerciaux

- programmes d'encouragement pour les bâtiments publics
- assistance technique, formation, soutien financier pour les entreprises commerciales
- amélioration énergétique dans les bâtiments, les immeubles à appartements résidentiels, les logements sociaux
- améliorations éconergétiques dans le secteur résidentiel
- amortissement plus rapide pour les achats d'équipement éconergétique
- programme de commercialisation des technologies
- achats écologiques
- incitatifs pour acheter des fenêtres éconergétiques
- élimination de la taxe de vente sur l'équipement éconergétique

Organismes responsables

Gouvernements provinciaux et fédéral, organismes de réglementation provinciaux

Liens stratégiques avec d'autres secteurs

Il serait possible de définir des mesures spécifiques d'amélioration de l'efficacité dans un grand nombre d'autres secteurs (par exemple dans l'industrie du bâtiment). Le secteur de l'électricité pourrait s'appuyer sur un processus et un mécanisme pour transférer l'information et(ou) les incitatifs aux différents secteurs.

Coût économique pour le secteur de l'électricité

Les mesures visant la gestion axée sur la demande peuvent entraîner des coûts pour certaines entreprises d'électricité, mais elles ne seraient mises en œuvre si elles se traduisaient par une réduction de coût pour les consommateurs d'électricité.

Analyse; points de vue des membres de la Table

Cette mesure n'a pas été modélisée à l'aide de MARKAL car les mesures ultimes visant à améliorer l'efficacité concernent d'autres secteurs économiques examinés par d'autres tables de concertation. Le rôle du secteur de l'électricité concernerait l'information et(ou) les incitatifs, non les améliorations elles-mêmes.

Les membres de la Table sont généralement en faveur de cette mesure.

9D) Augmentation des redevances sur le charbon

Les promoteurs considèrent que cette mesure revient à traiter également les redevances sur le charbon et les redevances sur le gaz. D'autres personnes estiment que cette mesure va à l'encontre des principes qui régissent les redevances et qu'elle équivaut à l'imposition d'une taxe d'accise spéciale sur l'électricité produite dans les centrales à charbon.

Contexte

Une redevance est un montant recueilli par le propriétaire d'une ressource naturelle pour son utilisation. Au Canada, les gouvernements provinciaux et territoriaux possèdent la plupart des droits miniers, même lorsque le terrain appartient à des privés, et, partant, ils fixent des redevances sur l'utilisation de ces ressources.

En termes simples, la valeur d'une ressource dans le sol est égale à sa valeur sur le marché moins les coûts totaux (y compris un profit normal) de la production et du traitement de la ressources avant sa vente sur le marché. Cette valeur est appelée « bénéfices tirés des ressources ». Pour une réserve de pétrole, de gaz ou de charbon particulière, les bénéfices tirés des ressources sont déterminés par deux facteurs : la rareté générale des ressources et les différences de qualité (valeur ou coût de la production) entre les divers gisements.

Les redevances de la Couronne sur les ressources énergétiques varient d'une province à une autre et également selon le type de ressource (charbon, gaz, pétrole ou autre). Les redevances constituent le principal élément du système mis en place par les gouvernements provinciaux pour capter les bénéfices sur la production de pétrole et de gaz naturel. Les taux des redevances sont liés aux prix du marché et contiennent des éléments qui servent d'indicateurs pour les coûts de production. Les redevances sur le charbon en Alberta sont ridiculement basses par rapport aux revenus associés aux ressources en pétrole et en gaz naturel, soit 15-20 M$ comparativement à des recettes de 2-4 milliards par année, et, partant, elles attirent beaucoup moins l'attention.

Tableau 7

Taux des redevances provinciales sur le charbon et production

	Taux des redevances	**Production (Mt)**
Alberta		(1997)
– Charbon subbitumineux	0,55 $/t	25,7
– Charbon bitumineux (export.)	1 % du revenu à la sortie de la mine + 13 % de profit	10,6
Saskatchewan	15 % du prix contractuel du charbon ou de la valeur estimée sur le marché	(1993) 10,0
Nouvelle-Écosse	0, 225 $/t (0,25 $/tonne courte)	(1995) 2,5

Source : Sites Web des gouvernements provinciaux

L'Alberta vend une quantité relativement faible de charbon à Ontario Power Generation. En Ontario, le charbon de l'Alberta fait face à la concurrence du charbon importé des États-Unis, qui est la principale source pour presque toutes les centrales à charbon de la province. La part des centrales à charbon dans la production d'électricité des différentes provinces est indiquée dans le tableau 8.

Tableau 8

Part du charbon dans la production provinciale d'électricité (1997)

	Production GWh	Part de la production d'électricité
Nouvelle-Écosse	8 247	80 %
Nouveau-Brunswick	5 866	35 %
Ontario	24 170	17 %
Manitoba	198	<1 %
Saskatchewan	11 540	69 %
Alberta	43 924	81 %

Source : Tableau 2.1, Annexe 3, *Document de base, Table de l'électricité*

En Saskatchewan, les prix de l'électricité sont fixés par les sociétés de la Couronne, monopolistiques, sur la base de la récupération des coûts, y compris la redevance sur le charbon. En Alberta, en vertu du règlement antérieur sur les prix de l'électricité et du règlement actuel sur les coûts de la production existante, les redevances sur le charbon sont également un élément de coût qui est transféré aux consommateurs. Cela ne serait pas le cas pour la nouvelle production. Dans ces deux provinces, ainsi qu'en Nouvelle-Écosse, la redevance sur le charbon représente une petite partie du coût total de l'électricité.

Perspectives en ce qui concerne cette mesure

Justification des promoteurs de la mesure

La mesure est conçue avant tout pour un marché concurrentiel de l'électricité, où le choix du type de production est basé sur les coûts relatifs. Si les redevances sont considérées comme un coût de la production d'énergie primaire, des différences de prix entre le charbon et le gaz naturel, par unité d'énergie primaire ou par kWh d'électricité produite, fausseraient les choix du secteur privé en matière de combustible, ce qui affecterait à la fois la fourniture de la production existante et l'évaluation des coûts relatifs de la nouvelle production.

Les redevances sur le charbon et sur le gaz naturel peuvent être comparées en fonction de la teneur énergétique ($/GJ) ou de la production d'électricité ($/MWh). Une redevance de 0,55 $/t de charbon (charbon subbitumineux de l'Alberta) correspond à environ 3 ¢ GJ de teneur énergétique, soit approximativement 6 % de la redevance correspondante sur le gaz.[34] Cependant, il faut environ 58 % de plus de charbon pour produire un MWh

[34] *Les redevances sur le gaz naturel varient avec le prix moyen du gaz sur le marché, la productivité du puits et l'année – les taux de redevance sont plus élevés pour les gisements découverts avant 1974 que pour ceux découverts après 1973. Pour les puits de haute productivité, le taux moyen de la redevance pour le gaz nouveau s'est établi à environ 0,50 $/GJ au cours de la dernière année. Le coût serait d'environ 0,35 ¢/kWh pour l'électricité produite dans une nouvelle centrale à cycle combiné ordinaire.*

d'électricité dans une centrale ordinaire alimentée avec du charbon pulvérisé, par rapport à une centrale à cycle combiné et gazéification intégrée. Par conséquent, la redevance sur le charbon équivaut à environ 9,5 % de la redevance sur le gaz par MWh d'électricité produite par ces méthodes. Le fait de relever le taux de redevance sur le charbon pour l'aligner sur celui du gaz équivaudrait à multiplier par 10 environ la redevance par tonne de charbon, qui serait alors de 5,53 $. Cela entraînerait alors une augmentation d'un quart de cent par kWh pour l'électricité produite dans les centrales à charbon de cette province.

Dans cette perspective :

- Avec le modèle des services publics d'électricité monopolistiques et réglementés, en présence d'une politique interdisant l'utilisation du gaz naturel pour la production de la charge de base, les redevances sur le charbon n'ont peut-être pas influé sur les choix relatifs à la production.
- Maintenant que l'Alberta a ouvert à la concurrence le marché de la production d'électricité, il est important d'établir des règles du jeu équitables entre le charbon et le gaz naturel, les deux sources d'énergie dominantes pour la production d'électricité.
- Les redevances sur le charbon subbitumineux de l'Alberta devraient être multipliées par dix environ pour qu'elles soient alignées sur les redevances, par kWh, applicables aux centrales à gaz à cycle combiné.

Dans une variante de cette perspective, liée à l'ouverture à la concurrence du marché de l'électricité en Alberta, les redevances sont considérées comme un instrument pour capter les bénéfices tirés des ressources. Sous un régime de réglementation des prix de l'électricité, le gouvernement de l'Alberta est considéré comme ayant fixé les redevances sur le charbon à un faible niveau pour transférer les bénéfices tirés des ressources aux consommateurs d'électricité sous la forme d'un coût de l'électricité inférieur au coût qui résulterait d'un taux de redevance suffisamment élevé pour permettre de capter les pleins bénéfices tirés des ressources. L'ouverture du marché de l'électricité brise le lien entre les coûts d'une centrale et les prix payés par les consommateurs. Par conséquent, le gouvernement devrait revoir à la hausse le taux de redevance sur le charbon, ainsi accroître afin de capter les bénéfices tirés des ressources, qui cesseraient d'être transférés aux consommateurs.

Perspective des opposants

Les opposants à cette mesure considèrent que la différence entre les redevances sur le gaz naturel et les redevances sur le charbon, par kWh, reflète la différence dans la valeur des ressources. Étant donné que les prix du gaz sont fixés par les marchés nord-américains, les producteurs d'électricité doivent payer le prix du marché, quels que soient les taux des redevances sur le gaz en Alberta. Une preuve de la validité de cette hypothèse est donnée par la gamme des redevances payées par GJ de gaz à l'intérieur de l'Alberta et entre l'Alberta, la Colombie-Britannique et la Saskatchewan, alors que le prix du gaz est le même sur le marché, quelle qu'en soit la source.

Le charbon subbitumineux de l'Alberta ne semble pas avoir d'autre utilisation rentable que la production sur place d'électricité. Les bénéfices tirés du charbon subbitumineux sont déterminés par le prix du marché de l'électricité pendant la durée de vie utile de la

centrale associée à la mine, moins le coût total de la production d'électricité et de l'extraction (y compris un profit normal). Par conséquent, les bénéfices tirés des ressources par tonne et par kWh varient avec les coûts de production d'électricité, les coûts de l'extraction du charbon et la qualité de ce charbon, ainsi qu'avec le prix de l'électricité. Les bénéfices tirés des ressources sont supérieurs pour les gisements de haute qualité – ceux pour lesquels la qualité du minerai est supérieure et les coûts d'extraction inférieurs. Il n'y a aucune relation nécessaire avec la valeur des ressources en gaz naturel utilisées pour la production d'électricité.

Si, en excluant les redevances sur le charbon, le coût de la production dans les centrales à charbon est inférieur au coût de la production dans d'autres types de centrale, les bénéfices tirés des ressources correspondent au taux de redevance tout juste suffisant pour amener le coût de la production dans la mine considérée à la hauteur du coût de la production immédiatement inférieur dans un autre type de centrale. De toute évidence, ce serait une pure coïncidence si une redevance de 0,55 $/t corresponde aux bénéfices tirés des ressources pour une mine donnée. De même, un taux unique pour tous les charbons de la Couronne ne peut pas être exactement équivalent aux bénéfices tirés de chaque mine, puisque les mines sont toutes différentes du point de vue de la qualité. Dans la perspective de la capture, par le gouvernement, des bénéfices tirés des ressources, la question est de savoir si le taux de redevance correspond approximativement aux bénéfices.

Toute la production actuelle de charbon subbitumineux et, partant, toutes les redevances sont liées à la production d'électricité actuelle. En Saskatchewan, il n'y a pas de changement dans l'établissement des prix. En Alberta, les redevances sur le charbon sont un élément de coût dans les nouvelles ententes sur les achats d'électricité qui couvriront le reste de la durée de vie utile des centrales existantes, ou qui seront en vigueur au moins jusqu'en 2020. Dans la mesure où les redevances de la Couronne sont inférieures aux pleins bénéfices tirés des ressources, les consommateurs continueront de profiter des contrats restructurés concernant les centrales à charbon existantes. Une augmentation de ces redevances constituerait une augmentation injuste des coûts imposés dans le cadre des contrats existants.

Pour les nouvelles centrales à charbon, il n'est pas évident que les redevances sur le charbon sont inférieures aux bénéfices tirés des ressources. Le charbon ne semble pas capable de faire concurrence au gaz naturel, qui alimentera apparemment toutes les nouvelles centrales prévues.

Mise en œuvre

Pour influer sur les décisions concernant la planification des nouvelles centrales, il faudrait prévoir une longue période de préavis, afin de laisser suffisamment de temps pour la planification et la construction des centrales à charbon.

Organismes responsables

Les redevances sur le charbon relèvent des gouvernements provinciaux.

Coût économique pour le secteur de l'électricité

Là où le charbon fait actuellement concurrence au gaz naturel et à d'autres types de sources d'énergie, une augmentation suffisamment importante des redevances sur le charbon rendrait cette source d'énergie non concurrentielle et se traduirait par l'adoption d'autres technologies de production d'électricité. Pour les centrales à charbon existantes, des redevances plus élevées se traduiraient par une augmentation des coûts d'exploitation, rendraient ces centrales moins compétitives en raison des pertes marginales et imposeraient des pertes aux producteurs de charbon ou aux entreprises d'électricité. Les redevances sur le charbon *pourraient* avoir des répercussions en aval dans la production d'électricité dans des centrales alimentées au charbon. Si le prix du charbon augmente à la suite d'une augmentation des redevances, la part du charbon sur le marché de la production d'électricité peut décroître et, partant, les émissions de GES diminueront également, puisque les centrales à charbon produisent plus de GES par kWh que n'importe quelle autre source d'énergie importante. La mesure dans laquelle une augmentation des redevances sur le charbon entraînerait une augmentation du prix du charbon dépend de l'ampleur de l'approvisionnement concurrentiel des centrales à charbon à partir de régions où le coût de la production ne serait pas affecté par la mesure (autrement dit, aux États-Unis). Toutes choses égales d'ailleurs, moins il y aurait de fournisseurs américains concurrents, plus le prix du charbon augmenterait et plus la part du marché de la production d'électricité rétrécirait. Au Canada, c'est probablement en Alberta et peut-être en Nouvelle-Écosse que l'impact sur le prix du charbon serait le plus net, vu que l'approvisionnement en charbon dans ces provinces est généralement immobilité. Par contre, l'impact serait faible en Ontario, province qui importe régulièrement du charbon américain.

Une analyse complète de l'effet d'une modification des redevances sur le charbon nécessiterait des données détaillées sur les parts de marché du charbon par source et une simulation du nouvel équilibre sur les marchés du charbon nord-américains qui résulterait de ces changements. Certaines hypothèses heuristiques sont posées ci-dessous pour illustrer l'effet des changements sur les coûts de production, les parts de marché et les émissions.

Modélisation : La mesure dans laquelle un producteur de charbon peut transférer les coûts d'une augmentation de la redevance dépend de la structure concurrentielle du marché. En Alberta, il n'y a pas, et il n'y aurait pas, de concurrence sérieuse de la part d'importateurs de charbon des États-Unis, à moins que l'augmentation ne soit très importante. Par contre, la société Ontario Power Generation peut acheter beaucoup plus de charbon des États-Unis pour de petites différences de prix. Les producteurs de charbon qui vendent en Alberta seraient en mesure de transférer l'augmentation de la redevance au complet, tandis que n'importe quel producteur de charbon canadien perdrait sa part entière du marché de l'Ontario à moins qu'il n'absorbe l'augmentation de la redevance. Il n'y aurait que très peu ou pas du tout de substitution de source d'énergie en Ontario. La substitution d'énergie en Alberta dépendrait de l'impact de l'augmentation du prix du charbon sur les coûts de production de l'électricité, en comparaison avec le coût de l'électricité produite dans des centrales à gaz.

Aux fins de la modélisation, la Table a supposé que la redevance sur le charbon serait multipliée par dix – soit une augmentation de 5 $/t pour l'Alberta, la Saskatchewan et la

Nouvelle-Écosse – de telle sorte que les redevances pour le charbon et pour le gaz naturel seraient approximativement égales, par kWh d'électricité. On a supposé que toute l'augmentation serait répercutée sur le consommateur dans chaque province, sauf en Ontario, où elle n'aurait pas d'effet. Avec ces hypothèses, le coût de l'électricité produite dans les centrales à charbon augmentaient d'approximativement 0,25 ¢/kWh en dehors de l'Ontario. Une telle augmentation ne serait pas suffisante pour entraîner une substitution du gaz au charbon dans le modèle. Ces résultats montrent que l'effet de l'augmentation supposée de la redevance sur les émissions serait faible.

Répercussions économiques dans d'autres secteurs

Les répercussions de cette augmentation de la redevance se feraient plus sentir dans le secteur de l'électricité que (disons) une augmentation comparable des redevances sur le pétrole et le gaz naturel, parce que la principale utilisation du charbon thermique, voire la seule, réside dans la production d'électricité. Les résultats de la modélisation montrent que la demande de charbon chute proportionnellement moins que dans le cas d'une augmentation du prix du charbon. Cela signifie que l'augmentation de la redevance se traduit par une augmentation nette des revenus du gouvernement provincial. Dans la mesure où une telle augmentation entraîne le remplacement du charbon par le gaz naturel dans les centrales thermiques, le gaz naturel actuellement exporté serait maintenant utilisé pour la production d'électricité à l'intérieur de la province. Cependant, l'impact économique global de l'augmentation de la redevance sur le charbon ne peut être évalué à l'aide du modèle utilisé par la Table. Le charbon subbitumineux de l'Alberta et le lignite de la Saskatchewan ne semblent pas avoir d'autre débouché rentable que la production d'électricité dans des centrales installées à la sortie de la mine. Le charbon bitumineux de l'Alberta et de la Colombie-Britannique est exporté vers les marchés étrangers du charbon de cokéfaction et du charbon thermique, et une petite quantité de charbon thermique est en concurrence avec le charbon américain en Ontario.

Répercussions régionales

La répartition des impacts sur le secteur de l'électricité, parmi les provinces, est examinée ci-dessus. L'Alberta, la Saskatchewan et la Nouvelle-Écosse pourraient observer une légère diminution de l'activité liée aux mines de charbon, avec détournement d'un certain volume de gaz des marchés d'exportation au profit de la production locale d'électricité.

Répercussions sur le commerce international

Il convient de souligner que l'analyse ci-dessus ne tient pas compte de la possibilité d'une mesure équivalente aux États-Unis. Par conséquent, toutes choses égales d'ailleurs, les États-Unis augmenteraient leur part de marché en Ontario et peut-être en Nouvelle-Écosse, au Manitoba et en Saskatchewan. Comme nous l'avons mentionné précédemment, les exportations de gaz naturel du Canada vers les États-Unis diminueraient probablement. Si les coûts et les prix de l'électricité augmentaient au Canada, les importations d'électricité pourraient augmenter et les exportations diminuer.

Certaines provinces dotées de centrales à charbon exportent également de l'électricité aux États-Unis, comme le montre le tableau 9 :

Tableau 9

Exportations d'électricité produite dans des centrales à charbon et pourcentage des exportations totales d'électricité de la province

	Exportations (GWh)	Part des exportations
Nouveau-Brunswick	380	15 %
Ontario	3 971	76 %
Saskatchewan	176	100 %
Canada	**4 552**	**11 %**

Source : Tableau 6.3, Annexe 3, *Document de base, Table de l'électricité*

Expérience dans d'autres pays

Les comparaisons directes avec d'autres pays sont difficiles à cause des différences dans les qualités et les propriétés du charbon ainsi que dans les distances entre la mine et le point d'utilisation (coûts du transport).

Aspects à approfondir

Il convient d'approfondir l'analyse afin de déterminer les variations des émissions, dans le contexte de marchés du charbon concurrentiels et en relation avec la restructuration en cours du marché et la lutte contre les émissions de GES.

Points de vue des membres de la Table

Comme il est souligné ci-dessus, deux points de vue se sont dégagés au sein de la Table au sujet de cette mesure :

1. Les redevances représentent un coût imposé par le gouvernement sur le combustible utilisé pour produire de l'électricité.

Les promoteurs de la mesure considèrent la différence de redevances comme un avantage concurrentiel en faveur du charbon. Cet avantage fixé par le gouvernement devrait être éliminé par une augmentation de la redevance sur le charbon.

2. Les redevances constituent le principal élément du régime gouvernemental de perception des bénéfices tirés des ressources de la Couronne.

Selon cette perspective :

- La question des redevances sur le charbon revient à retirer les pleins bénéfices des ressources de la Couronne.
- Toute tentative pour retirer plus que les pleins bénéfices d'une nouvelle mine, pour une nouvelle centrale électrique, se traduirait par un arrêt du projet et par l'impossibilité pour le gouvernement de retirer les bénéfices des ressources.
- Les redevances sur le charbon ne deviennent un enjeu important dans la concurrence entre le charbon et d'autres sources d'énergie que si elles sont trop élevées pour permettre au charbon d'occuper la place qui lui revient.
- Il n'y a pas de raison de penser que les bénéfices tirés des ressources, par kWh, soient les mêmes pour le charbon, le gaz naturel, l'énergie hydraulique, l'uranium, le pétrole

ou l'énergie éolienne. Il n'y a donc pas de raisons de fixer les redevances pour l'une de ces sources d'énergie en fonction de l'une ou l'autre des autre sources d'énergie.

- La différence entre le redevances sur le gaz naturel et sur le charbon reflète la différence entre les valeurs des ressources. Le fait que le gaz naturel semble être le combustible de choix pour les nouvelles centrales en Alberta signifie que les redevances sur le charbon ne sont pas trop basses. En fait, elles pourraient même être trop élevées.

Autres points de vue : Certains membres de la Table se sont montrés préoccupés par les effets négatifs de la mesure sur les émissions de GES. Selon eux, une augmentation du prix du charbon constitue un frein aux investissements dans la capture et la séquestration du CO_2 dans les centrales alimentées en charbon. La mesure n'est pas rentable parce qu'on taxe le combustible, pas les émissions. À titre d'illustration, il convient de noter qu'un crédit égal à l'augmentation résultante du coût du charbon pourrait être accordé à un producteur qui investit dans la séquestration. Toutefois, il n'y a pas de raison pour qu'un tel montant soit lié aux frais imposés pour les émissions.

Soutien de la Table : Manque général de soutien. Les membres sont extrêmement réticents à cibler un combustible ou (*de facto*) les quelques provinces productrices de charbon, bien que les membres favorables à la mesure aient mis de l'avant la nécessité d'avoir des règles du jeu équitables et qu'ils aient souligné que toute mesure efficace aura des répercussions différentes d'une région à l'autre.

Section 5 Mesures de période d'engagement

Mesures visant des réductions importantes avant une période d'engagement

Crédits pour mesures hâtives

La conception et l'évaluation d'une mesure consistant en un crédit pour mesures hâtives relèvent du mandat de la Table des crédits pour mesures hâtives. La Table de l'électricité s'est contentée d'examiner cette mesure d'un point de vue général.

Les crédits pour mesures hâtives visent explicitement des réductions à court terme dans le cadre d'une démarche progressive en vue de réduire les émissions. En termes généraux, l'exemple sur lequel la Table de l'électricité s'est penchée comporte les caractéristiques suivantes :

- Des niveaux de référence, à partir desquels sont calculées les réductions, sont spécifiés pour les entités qui choisissent de participer au programme.
- Le crédit reçu prend la forme d'un certificat délivré par le gouvernement, dont la valeur est exprimée en tonnes d'équivalent de CO_2 (t eCO_2)et qui peut être utilisé par la suite. Les certificats peuvent être utilisés dans le cadre de toute autre mesure stratégique future concernant les GES – mesure fiscale, système d'échange de droits d'émission ou norme réglementaire.
- La valeur des certificats en tant qu'instrument de gestion du risque encourage les entités à participer au programme et à réduire les émissions à court terme. Les certificats sont transférables et, partant, une valeur marchande peut leur être attribuée, mais cet aspect commercial reste cependant secondaire. *[Les entités seraient probablement nombreuses à choisir de conserver les certificats à leurs propres fins de gestion du risque et il y aurait alors fort peu d'échanges.]*
- La délivrance des certificats équivaudrait à une attribution préalable de permis ou à une répartition de nouvelles recettes fiscales qui, autrement, bénéficieraient aux gouvernements si des politiques visant à limiter les émissions de GES étaient un jour imposées.

Points de vue des membres de la Table

La Table appuie le principe des crédits pour mesures hâtives visant à permettre des réductions à court terme des émissions, à condition que les réductions soient réelles, vérifiables et transparentes.

Mesures de période d'engagement

Tarification des émissions dans une période d'engagement définie dans le cadre du Protocole de Kyoto

La tarification des émissions encourage les particuliers et les entreprises à réduire les émissions. La Table a relevé deux types de tarification :

Système d'échange d'émissions

Les options relatives à la conception des systèmes d'échange d'émissions relèvent du mandat du Groupe de travail sur les permis échangeables. En gros, l'exemple utilisé par la Table de l'électricité présente les caractéristiques suivantes :

Un permis (certificat de CO_2 délivré par le gouvernement) est requis pour le taux d'émission des hydrocarbures et pour d'autres émissions de GES qui sont surveillées directement. Dans le cas des certificats concernant le taux d'émission des hydrocarbures, les dispositions du certificat peuvent viser l'utilisateur du combustible ou une entité en amont de l'utilisateur.

Les certificats du gouvernement sont alloués ou distribués d'une façon ou d'une autre, et leur valeur d'échange est spécifiée. (La répartition peut prendre la forme d'une spécification de niveaux de référence. Si les émissions réelles sont supérieures au niveau de référence, les certificats sont obligatoires; si elles sont inférieures, le gouvernement délivre des certificats.) La question de la répartition est un élément crucial du système de permis.

En réduisant les émissions directes ou indirectes d'une tonne, les consommateurs d'hydrocarbures et les autres producteurs de GES économisent le coût d'un certificat d'une tonne qui est exigé des producteurs de GES à l'extrémité de la chaîne d'utilisation ou qui est inclus dans le prix de détail du combustible. (En réduisant la consommation de combustible, ils économisent à la fois le coût du combustible et le coût additionnel du permis inclus dans le prix de détail.)

Taxe ou redevance sur les GES

Une taxe ou une redevance est imposée sur le taux d'émission des hydrocarbures et sur les autres émissions de GES qui sont surveillées directement.

En réduisant les émissions directes ou indirectes d'une tonne, les consommateurs d'hydrocarbures et les autres producteurs de GES économisent la taxe ou la redevance imposée sur une tonne d'émissions aux producteurs à l'extrémité de la chaîne d'utilisation ou incluse dans le prix de détail du combustible. (En réduisant la consommation de combustible, ils économisent à la fois le coût du combustible et le coût additionnel de la taxe incluse dans le prix de détail.) Dans le cas de la taxe ou de la redevance, c'est la façon dont les recettes fiscales sont recyclées qui devient l'élément crucial du système de permis.

Mise en œuvre

La tarification des émissions est une mesure de grande portée, à l'échelle de l'économie, qui serait mise en œuvre pendant une période d'engagement.

Organismes responsables

Les gouvernements fédéral et provinciaux devraient établir leurs compétences respectives pour la mise en œuvre d'un système harmonisé entre toutes les provinces et les territoires. Les problèmes seraient probablement différents selon le type de tarification des émissions adopté.

Liens stratégiques avec d'autres secteurs

Cette mesure s'appliquerait dans presque tous les secteurs, là où ce serait administrativement possible.

Coût économique pour le secteur de l'électricité

Le coût économique pour le secteur de l'électricité dépendrait de l'objectif national final, de l'impact de la tarification des émissions sur le prix de l'électricité et de la méthode de répartition des permis ou des recettes fiscales.

Le coût des changements apportés à la composition du parc électrogène, obtenu dans la modélisation effectuée par la Table, dépend du scénario choisi et de l'objectif concernant les émissions. Le tableau ci-dessous résume, à titre d'exemple, les tarifs sur les émissions, les réductions des émissions, les variations des prix de l'électricité et les valeurs actuelles des coûts sur une période de 30 ans pour les divers scénarios analysés par la Table de l'électricité. L'introduction de la tarification des émissions dans le but de modifier la composition du parc électrogène devrait également s'accompagner d'une méthode pour régler le problème des actifs échoués (centrales abandonnées). Ces méthodes n'ont pas été examinées par la Table.

Tableau 10

Impacts des différents scénarios sur la tarification des émissions, les réductions des émissions de GES, les prix moyens de l'électricité et les coûts

Scénario	Tarification des émissions en $/t CO_2 pour une limitation des émissions à 94 % du niveau de 1990 en 2010	Réduction (Mt)	Augmentation moyenne du prix de l'électricité en 2010, en ¢/kWh	Valeur actuelle du coût* sur 30 ans (milliards $ - brut)
Scénario de référence de RNCan	12,19	28	0,5	3,9
Faible taux d'actualisation (4 %)	6,28	27	0,3	5,7
Gaz à 6 $/ GJ	27,28	64	1,5	10,7
Demande élevée	30,48	66	1,2	18,0
Sans Bruce-A	15,33	36	0,8	5,0
Pas de nouvelles centrales de grande puissance	14,34	33	0,7	5,9

*Remarque : la valeur actuelle du coût est calculée avec un taux d'actualisation de 7 %, sauf dans le cas du scénario correspondant à un taux d'actualisation de 4 %.

Coût économique pour d'autres secteurs

La modélisation montre qu'une tarification des émissions entraînerait une augmentation du prix de l'électricité pour couvrir le coût plus élevé de la production avec le nouveau parc électrogène et le coût du permis ou de la taxe sur la production à partir de combustibles fossiles.

La Table n'a pas encore analysé l'impact de cette augmentation du prix de l'électricité sur les consommateurs.

La modélisation effectuée par la Table est purement illustrative. L'impact sur le secteur de l'électricité, et sur d'autres secteurs, de la tarification des émissions en vue d'atteindre les objectifs de Kyoto ne pourra vraiment être analysé qu'à l'étape de l'analyse récapitulative des secteurs et des mesures.

Répercussions régionales

L'analyse montre que la réalisation d'un objectif national au moindre coût requiert des mesures différentes selon les régions. Ces répercussions, qui varient selon les scénarios, sont illustrées dans les résultats détaillés de la modélisation présentés dans l'annexe B. Comme tous les résultats des analyses de la Table, les répercussions régionales sont basées sur un examen limité au secteur de l'électricité. Seule l'analyse récapitulative permettra de déterminer les répercussions globales.

Répercussions sur le commerce international

Il y a deux aspects dans les répercussions sur le commerce international : les effets de l'augmentation du prix de l'électricité sur le commerce de l'électricité et les effets sur d'autres secteurs. Seule l'analyse récapitulative permettra d'examiner ces deux aspects.

Conditions requises pour la mise en œuvre

Pour la Table de l'électricité, il faudrait avant tout concevoir des mécanismes pour régler le problème des actifs échoués, résoudre équitablement le problème de la répartition et veiller à ce que les producteurs d'électricité aient accès à des moyens moins coûteux de réduire les émissions dans d'autres secteurs et dans d'autres pays. Certains environnementalistes présents à la Table sont en faveur des échanges d'émissions à condition que ce système se traduise par des réductions des émissions indépendantes, transparentes et vérifiables, la majorité de ces réductions étant observables au Canada.

Aspects à approfondir

Les résultats de l'analyse effectuée à l'aide du modèle MARKAL reflètent les hypothèses posées dans le modèle. Les hypothèses explicites au sujet des coûts de la technologie ont été réexaminées par les membres de la Table et représentent la meilleure information disponible au moment de cet examen. Souvent, le caractère discutable des hypothèses ne se manifeste qu'une fois les résultats obtenus. Un certain nombre d'hypothèses se révèleront probablement douteuses au moment de l'analyse récapitulative. La structure du modèle est également basée sur un certain nombre d'hypothèses *implicites*, telles que des prévisions parfaites, des décisions absolument efficaces, des marchés de l'électricité qui fonctionnent parfaitement et l'absence d'obstacles réglementaires ou autres à l'ajout en temps opportun d'une nouvelle capacité de production. Il convient de tenir compte de

l'effet des différences entre le monde réel et le monde modélisé dans toute évaluation du coût des mesures.

Analyse; points de vue des membres de la Table

S'il faut adopter des politiques obligatoires pour limiter les émissions, la tarification des émissions serait préférable à des normes, quotas ou autres obligations administratives, dans la mesure où il serait tenu compte de façon acceptable de deux aspects importants de la politique :

- La mesure doit prévoir la répartition des gains et du fardeau du coût qui résulteraient des politiques mondiales et canadiennes visant à réduire les émissions de GES.
- La mesure doit permettre un accès à des moyens moins coûteux de réduire les émissions, à l'extérieur du secteur et hors du Canada.

Normes relatives au portefeuille énergétique

Les normes relatives au portefeuille énergétique prescrivent le pourcentage minimum d'électricité qui doit être produit au moyen de technologies non émettrices de GES.

Ces normes s'appliquent plus facilement dans les provinces où la distribution de l'électricité est assurée par des entreprises de services publics monopolistiques qui construisent ou font construire à contrat les installations nécessaires pour approvisionner les consommateurs dans la région visée par leur franchise. Les coûts supplémentaires de la production d'électricité à partir de sources d'énergie non polluantes sont inclus dans le coût total du distributeur et passés aux consommateurs.

Lorsque le marché du détail est concurrentiel, les normes peuvent s'appliquer aux détaillants, avec un quelconque mécanisme d'échange pour se conformer à la norme, ou elles peuvent être converties en une subvention aux prix, le coût étant alors absorbé par l'exploitant du système et transféré à tous les consommateurs par le biais d'une majoration des coûts de distribution.

Mise en œuvre

Des normes relatives au portefeuille énergétique ayant force exécutoire constitueraient une mesure spécifique au secteur pendant une période d'engagement

Organismes responsables

Les gouvernements et les organismes de réglementation provinciaux seraient probablement responsables de la mise en œuvre des normes. Les normes devraient être harmonisées entre les provinces afin d'éviter toute distorsion supplémentaire.

Coût économique pour le secteur de l'électricité

Le coût économique pour le secteur de l'électricité dépendrait de la conception particulière de la mesure et des changements imposés dans la composition du parc électrogène. Pour toute réduction donnée des émissions, le coût dépasserait celui d'une tarification des émissions dans la mesure où la composition du parc électrogène différerait de la composition correspondant à un coût minimal dans un contexte de tarification des émissions.

Le tableau 11 ci-dessous indique les coûts du respect d'une norme relative au portefeuille énergétique en vertu de laquelle le pourcentage de la production d'électricité à l'aide de technologies non polluantes devrait être de 3 % en 2005 et de 5 % en 2010 :

Tableau 11

Coût du respect d'une norme de 3 % pour les technologies non polluantes dans le portefeuille énergétique

	Coût marginal de la réduction des émissions $/t	Réductions en 2010 (Mt)	Valeur actualisée du coût* sur 20 ans (milliards $)
Norme provinciale ayant force exécutoire	76	10	8
Norme nationale	38	10	4
Tarification des émissions	12	28	4

- Remarque : la valeur actualisée est calculée à un taux de 7 %.

Coût économique pour d'autres secteurs

Il faudrait augmenter le prix de l'électricité pour compenser la hausse du coût de production dans le nouveau parc électrogène. La Table de l'électricité n'a pas encore analysé les répercussions de cette augmentation du prix de l'électricité pour les consommateurs.

Répercussions régionales

La variante provinciale de cette mesure, avec force exécutoire, se traduirait par de grandes variations des coûts d'une région à une autre en raison de la différence de disponibilité entre les différentes technologies de production. Il convient de tenir compte de cette différence dans la conception des mesures, quelles qu'elles soient.

Répercussions sur le commerce international

L'augmentation des coûts de production aurait des répercussions à la fois sur le secteur de l'électricité et sur ses clients. Il convient de les examiner dans l'analyse récapitulative.

Expériences dans d'autres pays

Plusieurs États américains, dont l'Arizona, le Nevada, le Massachusetts, le Connecticut, le Maine et le Vermont ont déjà mis en œuvre des programmes de ce type. D'autres, comme la Californie, le Rhode Island, New York, le Wisconsin et l'Illinois ont choisi d'encourager la mise en valeur et le déploiement des énergies renouvelables en imposant des « frais liés aux avantages du système ». Certains, comme le Massachusetts, utilisent les deux systèmes en associant le développement du marché à la norme relative au portefeuille énergétique et en finançant la recherche permanente par le biais des frais liés aux avantages du système.

À l'échelon fédéral, le plan du président Clinton, intitulé Comprehensive Electricity Competition Plan, recommande l'adoption d'ici l'an 2010 d'une norme imposant un minimum échangeable de 7,5 % d'énergie renouvelable non importée autre que l'hydroélectricité. Au cours des dernières années, l'Administration et des membres du Congrès ont déposé plusieurs propositions de norme relative au portefeuille énergétique.

Chaque projet de loi propose différentes cibles couvrant diverses périodes, avec des critères d'admissibilité variables. Il est ainsi spécifié qu'un pourcentage minimal de la production américaine ou des ventes d'électricité doit provenir de sources d'énergie renouvelables, dont la définition peut varier. Ce pourcentage allait de 4 % en 2010 dans un projet de loi antérieur soumis par le républicain Schaefer à 20 % en 2020 dans le projet de loi soumis par le sénateur Jeffords, soit une augmentation de l'utilisation des énergies renouvelables allant de 10 % du niveau prévu dans le scénario de maintien du statu quo, à plus de cinq fois ce niveau. Toutes les propositions présentées au niveau fédéral ont ceci en commun qu'elles visent toutes à créer un marché national d'échange de crédits relatifs aux énergies renouvelables en vue de mettre en œuvre une norme concernant le portefeuille énergétique.

Conditions requises pour la mise en œuvre

La détermination du niveau de la norme est l'aspect le plus difficile de sa mise en œuvre.

La détermination des ressources et des technologies admissibles pose un problème, surtout dans les régions où la concurrence de l'hydroélectricité est forte. Un système à deux vitesses peut être une solution : une norme distincte est alors appliquée à différents groupes de technologies.

Les normes relatives au portefeuille énergétique devront être suffisamment harmonisées entre les provinces pour permettre les échanges et optimaliser l'exploitation des ressources énergétiques au moindre coût à l'échelle nationale.

Analyse; points de vue des membres de la Table

La plupart des membres de la Table estiment que la mesure est trop directive et qu'elle est plus coûteuse et moins efficace qu'un système de tarification des émissions bien conçu. Toutefois, il convient de noter que certains environnementalistes présents à la Table étaient résolument en faveur de cette mesure.

ANNEXE A – MESURES RENVOYÉES À D'AUTRES TABLES

À l'automne 1998, la Table de l'électricité a proposé une « mesure d'application rapide » visant la modification possible du système fiscal afin d'éliminer les obstacles fiscaux au développement des technologies de production d'électricité émettant peu de GES. La Table a également examiné les mesures suivantes pour réduire les émissions de GES :

- renforcement des programmes d'information des consommateurs pour encourager l'efficacité énergétique et le choix des technologies ou des combustibles à faibles émissions de GES;
- soutien au renforcement des mesures volontaires;
- promotion d'un partenariat entre l'industrie, le gouvernement et les ONG dans le cadre du mécanisme de mise en œuvre conjointe et du Mécanisme de développement propre;
- mise en place rapide d'un système bilatéral d'échange de droits d'émission avec les États-Unis.

La Table considère que ces dernières mesures sont valables. Cependant, leur portée s'étend au-delà du secteur de l'électricité et, partant, la Table de l'électricité n'est pas en mesure de les analyser de façon approfondie. La Table est prête, toutefois, à appuyer ces mesures si elles sont incluses dans les recommandations formulées par les Tables concernées.

Chacune de ces mesures est décrite brièvement dans les pages suivantes.

Mesure : Aide financière à la production d'électricité à partir de nouvelles technologies à faibles émissions de GES

La Table de l'électricité a examiné cette mesure à l'automne 1998. Elle recommande des changements possibles aux systèmes fiscaux fédéral et provinciaux en vue d'éliminer les obstacles fiscaux au développement des technologies de production d'électricité à faibles émissions de GES. L'objectif est de réduire les obstacles à la production d'électricité à l'aide de technologies à émissions de GES faibles ou nulles, tels que : freins à l'investissement, amortissements autorisés par la loi piégés ou échoués, obstacles à la mise en œuvre de technologies dont les coûts en capital sont plus élevés.

La Table a recommandé cette mesure au CCNPA-CC à titre de « mesure d'application rapide » potentielle dans le cadre de la stratégie de lutte contre le changement climatique (la lettre et ses pièces jointes sont reproduites ci-après).

Les membres de la Table sont en général en faveur de ce type d'initiative. Les mesures 9A), « Supprimer les obstacles fiscaux à l'investissement dans les technologies de production à émissions de GES faibles ou nulles, afin de les rendre plus compétitives. », et 9B), « Faire en sorte que l'impact financier soit basé non plus sur le capital mais sur le revenu ou la production », incluses dans les mesures préparatoires décrites dans le présent document, comportent des éléments de cette mesure d'application rapide.

Cette mesure d'application rapide aurait tendance à favoriser les technologies à émissions de GES faibles ou nulles et à accroître leur part de marché.

Le 7 décembre 1998

David Oulton
Coprésident du CNCQA-CC

John Donner
Coprésident du CNCQA-CC

Chers David et John,

Veuillez trouver ci-joint une proposition de mesure d'application rapide que la Table de l'électricité a examinée et adoptée lors de sa dernière réunion, les 26 et 27 novembre. Cette proposition recommande que des changements soient apportés aux systèmes fiscaux fédéral et provinciaux afin d'éliminer les obstacles fiscaux au développement des technologies de production d'électricité à faibles émissions de GES.

La Table de l'électricité recommande que cette mesure d'application rapide soit incluse dans la stratégie de lutte contre le changement climatique.

Veuillez agréer l'expression de mes meilleurs sentiments.

John Lowe
Secrétariat de la Table de l'électricité

Au nom de :
Rick Hyndman et Richard Drouin
Coprésidents
Table de l'électricité
(Pièces jointes)
c.c. Table de l'électricité

Proposition de mesure d'application rapide :

30 novembre 1998

Aide financière aux nouvelles technologies de production d'électricité à faibles émissions de GES

Description de l'initiative (avec les applications nationales et régionales potentielles)

Les gouvernements fédéral et provinciaux devraient envisager d'éliminer les obstacles fiscaux au développement rationnel des technologies de production d'électricité à faibles émissions de GES tant dans les petites que dans les grandes entreprises. À l'heure actuelle, la plupart des promoteurs de technologies de production d'électricité à faibles émissions de GES sont incapables d'utiliser pleinement les taux d'amortissement prévus par la loi qui visent à encourager la mise en œuvre de ces technologies.

Les technologies de production d'électricité à faibles émissions de GES comprennent les technologies basées sur des ressources telles que l'énergie éolienne, l'énergie solaire, la biomasse, les petites centrales hydroélectriques et les centrales au fil de l'eau ainsi que des procédés de réduction des déchets comme le captage et le torchage des gaz en solution et des gaz de rebuts..

Les obstacles qu'il convient d'éliminer sont les suivants :

- Les mesures qui découragent les investissements
- Les amortissements prévus par la loi piégés ou échoués
- Les obstacles aux technologies sont les coûts en capital sont beaucoup plus élevés que les dépenses d'exploitation

Mécanismes possibles permettant aux gouvernements d'éliminer les obstacles fiscaux :

Modifications potentielles du régime d'imposition fédéral :

Pour les technologies de production d'électricité à faibles émissions de GES, éliminer la Règle visant les biens relatifs à l'énergie déterminés, dans la catégorie 43.1, qui limite actuellement la capacité des sociétés de réclamer des déductions pour amortissement accéléré concernant ces biens, sur les recettes provenant de toutes les sources, au bénéfice des sociétés oeuvrant principalement dans les domaines de l'énergie, de la fabrication et du traitement ou de l'exploitation minière.

Autoriser la reclassification en FEREEC des déductions inutilisées au titre des frais admissibles de la catégorie 43.1, avec la possibilité de céder ces frais aux investisseurs par le biais de la vente d'actions accréditives. Cela permettrait d'accroître le potentiel d'investissement par actions ordinaires dans les activités de construction des producteurs d'énergies renouvelables, comme c'est le cas avec d'autres ressources énergétiques primaires telles que le pétrole et les produits miniers.

Créer un crédit d'impôt remboursable pour les déductions 43.1 inutilisés, pour les entreprises dont les revenus ne sont pas suffisamment importants pour permettre d'utiliser pleinement les taux prévus par la loi.

Mesures concernant les impôts provinciaux

Restructurer les impôts fonciers (provinciaux) en ce qui concerne la mise en valeur des sources d'énergie renouvelables. À l'heure actuelle, les coûts en capital élevés de cette mise en valeur se traduisent par des impôts fonciers par kWh plus élevés que les impôts payés, à production égale, par d'autres producteurs qui utilisent des combustibles fossiles et dont les coûts en capital représentent un pourcentage plus faible des coûts de production.

Extension de la catégorie 43.1 à certaines technologies qui en sont actuellement exclues

Inclure dans la catégorie 43.1 l'équipement de production électrique servant à récupérer le gaz en solution qui, autrement, serait brûlé à la torche.

Inclure dans la catégorie 43.1 le systèmes de chauffage de quartier et les systèmes énergétiques communautaires qui utilisent la chaleur résiduelle des centrales électriques.

Rôles et responsabilités des partenaires et des bailleurs de fonds

Les producteurs d'électricité indépendants, l'Association canadienne de l'électricité et divers groupes consultatifs sur l'environnement ont placé cette question au premier rang de leur liste de mesures qui faciliteraient l'introduction de technologies plus propres et émettant moins de GES.

Calendrier de mise en œuvre

Les mesures pourraient être mises en œuvre immédiatement par le biais du Budget fédéral et des examens des impôts fonciers provinciaux. Une grande partie du travail de base a été accomplie dans ce domaine au sein des divers ministères et il ne reste plus maintenant qu'à attendre la volonté politique de mettre ces mesures en œuvre.

Bref historique de l'initiative (analyse déjà effectuée, preuve d'un large soutien)

Ces mesures et leurs dérivés ont été étudiés par divers groupes de réflexion tels que la Table ronde nationale sur l'économie et l'environnement, l'IPP Stakeholder Task Force, des groupes environnementaux comme le Pembina Institute et divers groupes de travail de l'Association canadienne de l'électricité.

Potentiel de réduction des émissions de GES et avantages économiques, sociaux et environnementaux

Une rotation accélérée du capital-actions se traduira par une création d'emplois et une augmentation de l'activité dans le secteur de l'électricité. La création de nouvelles entreprises canadiennes vigoureuses dans le secteur de la production d'électricité indépendante sera un gage qu'au moins une partie de ce secteur restera sous contrôle canadien. La plupart des provinces devront sous peu trouver de nouvelles sources d'électricité, et les possibilités d'exportation de ressources plus propres se font de plus en plus attrayantes.

L'abaissement des taux d'émission de carbone par kWh d'électricité produite au Canada, grâce au remplacement des centrales alimentées avec des hydrocarbures, contribuera à la réalisation les objectifs de réduction des émissions de GES.

Détermination des principaux risques ou obstacles

Toute modification apportée au système d'imposition fera craindre des abus fiscaux. Les méthodes indiquées ci-dessus font appel à des techniques éprouvées pour susciter l'intérêt des investisseurs et améliorer l'efficacité des taux d'amortissement actuellement prévus par la loi.

Détermination des coûts

Des recettes fiscales accrues consécutives à une plus grande activité économique compensent les coûts fiscaux de ces mesures. Les emplois associés à la fabrication de l'équipement, à la construction et aux ventes se traduiront par des recettes fiscales indirectes plus élevées grâce à un important effet de levier. Le développement d'un vigoureux secteur des énergies renouvelables entraînera une augmentation de l'activité dans l'industrie manufacturière locale et ouvrira de nouveaux débouchés à l'exportation tant pour l'énergie produite que pour l'équipement.

Description de la façon dont l'efficacité et les résultats des mesures seront surveillés et évalués

La plupart des mesures indiquées sont fondées sur l'activité et, partant, les seuls coûts sont ceux des activités proprement dites. Il sera donc possible de mesurer directement l'efficacité du programme, compte tenu du fait que la construction de nouvelles centrales est actuellement au point mort.

Noms et adresses des personnes-ressources qui parrainent l'initiative

Dominique Neuman
Directeur
Stratégies énergétiques (S.É.) / Energy Strategies (E.S.)
1535, rue Sherbrooke ouest
Rez-de-chaussée
Local Kwavnick
Montréal (Québec)
H3G 1L7
Téléphone : (514) 849-4007
Télécopieur : (514) 849-2195

Frederick Gallagher
Managing Director
Suite 100, Discovery Place One
3553-31 Street NW
Calgary, Alberta
T2L 2K7
Téléphone : (403) 686-1485
Télécopieur : (403) 686-0087

Guido Bachman, Chairman of Independant Power Producers Society of Alberta
Canadian Gas and Electric Company Ltd.
Suite 200, 622 – 5th Avenue SW
Calgary, Alberta
T2P 0M6
Téléphone : (403) 294-9600
Télécopieur : (403) 265-0448

Mesure : Renforcement des programmes d'information des consommateurs afin de promouvoir l'efficacité énergétique et le choix de technologies ou de sources d'énergie émettant peu de GES. Évaluation et élargissement des programmes existants.

Cette mesure a été examinée brièvement par la Table de l'électricité. Elle vise à accroître l'utilisation des moyens de communication de masse, comme la télévision, pour encourager les consommateurs à utiliser plus efficacement l'énergie et à réduire les émissions de GES. Elle prévoit un étude de marché initiale pour évaluer les programmes actuels et pour cerner les moyens de les améliorer ou de les élargir.

La Table a décidé que cette mesure déborde largement le cadre du secteur de l'électricité et elle l'a renvoyée, avec le soutien de principe de la Table, au Secrétariat du changement climatique pour que ce dernier la soumette à la Table de l'éducation et de la sensibilisation du public (la lettre et ses pièces jointes sont reproduites ci-après).

La Table dans son ensemble soutient ce type d'initiative. Elle reconnaît que de tels programmes d'éducation du consommateur existent déjà dans une certaine mesure et elle recommande que ces programmes soient renforcés par un usage accru de la télévision, de la radio, etc.

Cette mesure aura des répercussions sur le secteur de l'électricité dans la mesure où la demande diminuera si les consommateurs adoptent des produits et des services plus efficaces. Les répercussions se feraient sentir plus particulièrement dans les secteurs résidentiel, commercial et industriel ainsi que dans ceux du transport, des appareils ménagers et de l'équipement.

Le 21 octobre 1998

Anne-Marie Smart
Coprésidente
Table de l'éducation et de la
sensibilisation du public

George Foote
Coprésident
Table de l'éducation et de la
sensibilisation du public

Chers Anne-Marie et George,

Veuillez trouver ci-joint deux versions d'une proposition de mesure d'application rapide que la Table de l'électricité a examinée lors de sa dernière réunion, le 5octobre 1998. Cette proposition concerne le rôle que les entreprises de services publics pourraient jouer en informant les consommateurs sur le problème du changement climatique, l'importance de leur rôle et les répercussions de leurs décisions en matière de consommation sur les émissions de GES.

À la suite de notre examen, il a été décidé que cette proposition de mesure d'application rapide relevait plus de la Table de l'éducation et de la sensibilisation du public, vu qu'il s'agit avant tout d'une question d'éducation du public et de communication.

Les membres de la Table se sont entendus pour soutenir la version n° 1 qui se limite à une formulation générale du principe. La version n° 2 est une proposition plus élaborée et plus spécifique. La Table était profondément divisée sur les mérites de cette version plus détaillée. Toutefois, certains membres étaient convaincus qu'elle devait être examinée par la Table de l'éducation et de la sensibilisation du public. Les membres de la Table ont convenu qu'elle devait être portée à votre attention, avec la version qui a fait l'objet du consensus.

Nous aimerions que la Table de l'éducation et de la sensibilisation du public examine les mérites des deux versions et leur admissibilité tant que mesure d'application rapide dans la stratégie de lutte contre le changement climatique.

Nous vous serions reconnaissants de nous communiquer les résultats de vos délibérations.

Veuillez agréer l'expression de mes meilleurs sentiments.

John Lowe
Secrétariat de la Table de l'électricité
Au nom de :
Rick Hyndman et Richard Drouin
Coprésidents
Table de l'électricité
(Pièces jointes)
c.c. Secrétariat du changement climatique
Table l'électricité

Proposition de mesure d'application rapide :

5 octobre 1998

Version n° 1 :

Rôle des entreprises de services publics dans l'information des consommateurs

Description de l'initiative (avec les applications nationales et régionales potentielles)

Les entreprises de services publics pourraient soutenir la mise en œuvre d'une stratégie visant à informer les consommateurs au sujet du problème du changement climatique, de l'importance de leur rôle et des répercussions de leurs décisions en matière de consommation sur les émissions de GES.

Les activités des entreprises de services publics et le message qu'elles transmettent devraient faire partie d'une stratégie détaillée et coordonnée à laquelle participeraient les autres secteurs, le gouvernement, etc., qui sont concernés.

Version n° 2 :

Rôle des entreprises de services publics dans l'information des consommateurs

Description de l'initiative (avec les applications nationales et régionales potentielles)

Mise en œuvre d'une stratégie multisectorielle visant à informer les consommateurs au sujet des émissions de GES liées à leurs activités quotidiennes.

Toutes les entreprises de services publics joindront les renseignements suivants à leurs factures périodiques :

- la proportion de chaque type de source d'énergie utilisé pour produire l'électricité distribuée;
- une liste standard indiquant les quantités de GES émises par chaque type de source d'énergie (en eCO_2)
- la quantité annuelle d'émissions de GES (en eCO_2) correspondant à la consommation particulière du consommateur à qui est adressée la facture;
- un énoncé standard, au nom des gouvernements fédéral et provincial, des engagements et des objectifs du Canada en matière de réduction des émissions de GES;
- le propre matériel publicitaire que les entreprises de services publics et les distributeurs seraient encouragés à produire, soulignant leurs propres engagements et objectifs en matière de réduction des émissions de GES, ainsi que les mesures mises en œuvre à cet égard.

Afin que les règles du jeu soient équitables, entre les secteurs et avec d'autres joueurs du secteur de l'énergie :

- les services publics qui distribuent du gaz naturel et du mazout seraient soumis à des exigences semblables;
- la même information serait affichée à chaque pompe à essence, avec la quantité d'émissions de GES correspondant à un plein;

- cette information serait également affichée dans les gares de chemin de fer, les stations de métro et les gares d'autobus, avec la quantité d'émissions de GES par passager correspondant à un voyage ordinaire;
- cette information serait également fournie pour d'autres types d'émetteurs de GES.

Calendrier de mise en œuvre

Les mesures pourraient être mises en œuvre immédiatement. La meilleure stratégie consiste à imposer ces exigences simultanément dans les divers secteurs.

Bref historique de l'initiative (analyse déjà effectuée, preuve d'un large soutien)

La divulgation, par les services publics d'électricité, des chiffres concernant les émissions de leurs produits (pour faciliter le choix des consommateurs) recueille déjà un large soutien aux États-Unis. Au Canada, le Sierra Club a récemment manifesté son appui à une initiative de ce genre en Ontario.

Nous pensons toutefois que cette initiative ne devrait pas être limitée aux services publics d'électricité. D'autres joueurs du secteur de l'énergie et d'autres secteurs, partiellement responsables des émissions globales de GES, doivent être soumis aux mêmes exigences, comme nous l'avons souligné ci-dessus.

Potentiel de réduction des GES et avantages économiques, sociaux et environnementaux

Le principal objectif est de sensibiliser le public à la gravité du problème. Une telle sensibilisation facilitera la mise en œuvre de mesures subséquentes qui pourraient être coûteuses ou exiger des changements dans les habitudes de consommation.

Secondairement, la mesure vise à faciliter le choix du consommateur en matière d'énergie, lorsqu'un tel choix est possible. Cet objectif secondaire concerne plus les États-Unis que le Canada.

Détermination des principaux risques ou obstacles

Invoquer l'incertitude scientifique au sujet de l'exactitude des mesures des concentrations de GES, pour retarder indéfiniment la mise en œuvre de cette mesure.

Se soustraire à une décision en refilant le problème à une autre Table (qui pourrait à son tour trouver des raisons pour le renvoyer à la Table de l'électricité).

Détermination des coûts

Les coûts seraient très bas.

Description de la façon dont l'efficacité et les résultats des mesures seront surveillés et évalués

L'efficacité serait mesurée par la réponse positive du public à d'autres mesures que le gouvernement pourrait proposer pour réduire les émissions de GES, mesures qui pourraient imposer aux consommateurs des coûts ou des changements d'habitudes.

Noms et adresses des personnes-ressources qui parrainent l'initiative

Dominique Neuman

Directeur
Stratégies énergétiques (S.É.) / Energy Strategies (E.S.)
1535, rue Sherbrooke ouest
Rez-de-chaussée
Local Kwavnick
Montréal (Québec)
H3G 1L7
Téléphone : (514) 849-4007
Télécopieur : (514) 849-2195

Mesure : Soutien au renforcement des mesures volontaires

Cette mesure a été examinée brièvement par la Table de l'électricité. Elle propose que les ministres de l'Énergie et de l'Environnement annoncent qu'ils s'attendent à ce que les émetteurs ponctuels importants de tous les secteurs participent au programme Mesures volontaires et Registre (MVR) et qu'ils les encouragent fortement à envisager de participer à des mesures volontaires additionnelles telles qu'un système de crédits pour mesures hâtives, le projet pilote d'échange de réductions d'émissions de GES (PEREG) et les programmes relatifs à la mise en œuvre conjointe et au Mécanisme de développement propre. Les ministres inciteraient également les petits émetteurs de tous les secteurs à participer aux programmes MVR et ÉcoGeste. Enfin, les gouvernements devraient lancer un signal des prix en convenant que tous les secteurs devraient tirer profit des possibilités de réduction des émissions dont le coût ne dépasse pas 3,00 $/t CO_2. Cependant, une telle mesure ne devrait pas être interprétée comme étant une taxe de base sur le carbone.

La Table a décidé que cette mesure déborde largement le cadre du secteur de l'électricité. Dans son ensemble, elle soutient ce type d'initiative. Elle reconnaît que les mesures volontaires comportent des coûts réels et que la participation à ces mesures serait plus importante si les ministres faisaient preuve de fermeté dans leurs recommandations, lançant ainsi un signal de ce que pourrait être une future réglementation dans le domaine de l'environnement.

Cette mesure aurait des répercussions dans le secteur de l'électricité en obligeant les entreprises de services publics à accroître leurs investissements dans l'équipement nécessaire pour atténuer les émissions de GES et en facilitant l'accès du marché aux producteurs autres que les entreprises de services publics, qui utilisent des technologies de remplacement non émettrices de GES. Elle aurait également des répercussions sur les investissements dans l'équipement nécessaire pour atténuer les émissions de GES dans d'autres secteurs.

Mesure : Promotion du partenariat entre l'industrie, les gouvernements et les ONG autour de la Mise en œuvre conjointe et du Mécanisme de développement propre

Cette mesure a été examinée brièvement par la Table de l'électricité. Elle propose que les gouvernements fédéral et provinciaux encouragent les partenariats entre l'industrie, le gouvernement et les ONG, notamment en ce qui concerne les possibilités offertes dans le monde au chapitre de la Mise en œuvre conjointe et du Mécanisme de développement propre. Cette tâche inclurait des missions commerciales dont les objectifs seraient de faire connaître les capacités canadiennes à l'étranger et de faciliter les contacts entre les entreprises canadiennes et les décideurs étrangers.

Dans son ensemble, la Table soutient le principe de ce type d'initiative. Elle reconnaît que les partenariats entre l'industrie, le gouvernement et les ONG seront la clé d'une mise en œuvre efficace des mécanismes de Kyoto.

Cette mesure aiderait le secteur de l'électricité à tirer profit des occasions peu coûteuses, à la fois au Canada et à l'étranger, et elle permettrait aux entreprises du secteur de mettre leurs ressources en commun et, partant, de faire baisser les coûts de la recherche d'occasions sur les marchés étrangers. Les partenariats proposés ne devraient pas être limités au secteur de l'électricité; ils devraient s'étendre à tous les autres consommateurs de combustibles fossiles et aux secteurs qui émettent des quantités importantes de GES.

Mesure : Mise en œuvre rapide d'un système bilatéral d'échange de droits d'émission avec les États-Unis

Cette mesure a été brièvement examinée par la Table de l'électricité. Elle propose que soit examinée la mise en œuvre rapide d'un système nord-américain d'échange de droits d'émission qui pourrait aider le Canada et les États-Unis à atteindre leurs objectifs de réduction des émissions. Un tel système d'échange devrait s'appuyer sur les principes suivants : efficacité économique; options les moins coûteuses pour l'économie canadienne; système étendu à tous les secteurs; prise en compte de tous les types de réduction (par exemple, efficacité énergétique, substitutions et mesures d'atténuation); réductions d'émissions indépendantes, transparentes et vérifiables; harmonisation avec les efforts américains; partage équitable du fardeau entre les régions canadiennes; conformité avec les mécanismes de Kyoto éventuels. La Table a jugé que cette mesure s'étend bien au-delà du secteur de l'électricité. Dans son ensemble, elle soutient le principe de ce type d'initiative. Elle reconnaît qu'une quelconque forme de système d'échange de droits d'émissions sera la clé d'une mise en œuvre efficace et économiquement efficiente des mécanismes de Kyoto. Certains membres de la Table estiment que la majorité des réductions devraient avoir lieu au Canada.

En ce qui concerne le secteur de l'électricité, cette mesure tirerait profit des occasions peu coûteuses aux États-Unis et permettrait aux deux pays d'utiliser un parc électrogène ainsi que des technologies de séquestration au moindre coût et d'atteindre ainsi les objectifs de Kyoto. Étant donné que tous les secteurs qui émettent de grandes quantités de GES seront probablement tenus d'adopter des mécanismes d'échange de droits d'émission similaires, l'échange de droits entre les secteurs se traduira par une augmentation encore plus grande du nombre d'occasions rentables pour réduire les émissions de GES. De plus, compte tenu du fait que les États-Unis sont le principal partenaire commercial du Canada, il sera essentiel de veiller à ce que les efforts canadiens en vue de mettre en place un système d'échange de droits d'émission soient coordonnés avec les efforts américains dans ce domaine.

ANNEXE B - RÉSULTATS DE LA MODÉLISATION

Procédure :

La Table a signé un contrat avec des consultants du secteur privé (Haloa, Inc.; GCSI et d'autres) en vue d'utiliser un modèle économique (E-MARKAL), de recueillir et de vérifier des données, et, le cas échéant, de consulter les provinces, dans le but suivant :

- estimer le coût relatif de la réduction des émissions de GES par le secteur de l'électricité;
- élaborer des mesures appropriées;
- analyser les répercussions des propositions;
- analyser et interpréter les résultats.

La Table a choisi le modèle E-MARKAL à cause de ses capacités intrinsèques et en partie également parce qu'il comportait déjà des données existantes sur le secteur de la production d'électricité. Ainsi, le processus de collecte des données a été simplifié et la Table a pu se concentrer sur la vérification et la mise à jour des données contenues dans le modèle. Les consultants et, dans certains cas, les membres de la Table ont entrepris de vérifier les données et, lorsque se posait le problème de la confidentialité, ils ont consulté l'entreprise de services publics concernée pour obtenir confirmation de l'exactitude des données.

Les consultants ont également organisé un atelier pour les membres de la Table, au cours duquel ils ont présenté en détail les capacités du modèle et les hypothèses sur lesquelles il est fondé.

Structure du modèle E-MARKAL :

Le modèle E-MARKAL est un sous-ensemble du modèle MARKAL de la société Haloa. Contrairement à ce dernier, qui englobe toute l'économie, il ne modélise que le secteur de l'électricité. La Table a adopté cette démarche parce qu'elle a pour mandat d'examiner les propositions en matière de changement climatique qui influent sur le secteur de la production d'électricité, le reste de l'économie faisant l'objet d'un ensemble fixe d'hypothèses. L'examen des répercussions des propositions émanant des 16 tables sur l'ensemble de l'économie relève du mandat du Groupe d'analyse et de modélisation.

Le modèle E-MARKAL utilisé par la Table est un modèle détaillé du système canadien d'approvisionnement en électricité. Il contient des données et des prévisions concernant la demande intérieure d'électricité et les exportations, la technologie, les coûts de la main-d'œuvre et des sources d'énergie, de la capacité de transport et de production, ainsi que les limites des ressources. En fait, le modèle prend la capacité existante, bâtit une nouvelle capacité pour répondre à la demande et fait fonctionner le système d'approvisionnement en électricité. Il fait tout cela de telle sorte que la charge soit fournie de la façon la moins coûteuse possible du point de vue de l'économie canadienne dans son ensemble. Aux fins de l'analyse réalisée par la Table, une limite nationale des émissions de carbone a été introduite dans le modèle et une nouvelle composition du parc

électrogène la moins coûteuse a été calculée de manière à ce que cette limite soit respectée. Par conséquent, la méthode d'analyse peut être vue comme l'application, à l'échelle du Canada, d'un plafond sectoriel sur les émissions de dioxyde de carbone, avec possibilité d échange de droits d'émission à un prix égal au coût marginal de la réduction, ce qui revient à une tarification des émissions.[35]

Avantages de cette approche

L'utilisation d'un modèle tel que E-MARKAL permet d'obtenir des *courbes de coûts*, c'est-à-dire des solutions numériques permettant de représenter graphiquement la relation entre les réductions d'émissions et le coût de la réduction des émissions, en supposant que l'industrie s'organise toujours de manière à réduire ses coûts à un minimum. Les courbes de coûts produites par le modèle E-MARKAL fournissent également de l'information concernant les effets d'une limitation des émissions sur la composition du parc électrogène, sur le commerce interprovincial de l'électricité et la construction des lignes de transport, et sur le coût marginal de l'électricité (autrement dit, les prix de l'électricité dans un marché parfaitement concurrentiel).

Dans la modélisation avec E-MARKAL, le scénario de référence est étroitement aligné sur les prévisions de RNCan concernant la demande d'électricité jusqu'en 2020 en l'absence de limitation des émissions (avec un taux d'actualisation de 7 %). La Table a également utilisé le modèle pour obtenir un certain nombre de courbes de coûts basées sur différentes hypothèses relatives au contexte, qui ne varient pas avec la limitation des émissions de CO_2. Il a ainsi été possible d'évaluer la sensibilité des résultats du modèle en fonction de certaines hypothèses fondamentales (par exemple, les prix du gaz naturel; la demande d'électricité; l'existence de nouvelles centrales nucléaires et de centrales remises en état; le coût de la séquestration géologique, etc.). En plus des courbes de coûts, le modèle a fourni de l'information sur un certain nombre de facteurs additionnels pour chaque ensemble d'hypothèses relatives au contexte :

- coût relatif du respect par le Canada du plafon des émissions;
- prix de l'électricité qui s'appliqueraient dans un marché de l'électricité parfaitement concurrentiel fonctionnant avec une limitation des émissions;
- composition du panier de ressources et de technologies (énergie et capacité) la moins coûteuse compte tenu de la limitation;
- la modélisation avec E-MARKAL consistait principalement à prendre les hypothèses du scénario de référence de RNCan et à faire varier un seul paramètre.

Le modèle E-MARKAL est utilisé sous certaines réserves, dont il faut tenir compte au moment d'interpréter les résultats de l'analyse. Notamment :

- L'hypothèse la plus générale permise par le modèle E-MARKAL est une optimisation – en d'autres termes, le modèle fournit les solutions les moins coûteuses qui peuvent ne pas être réalisables dans le monde réel pour toutes sortes de raisons. Le modèle E-MARKAL n'est donc pas un outil de prévision, puisqu'il ne tient pas compte des

---

[35] *La question de la répartition des permis n'a pas été examinée. On a seulement supposé que les prix de l'électricité étaient indépendants de la répartition.*

distorsions qui peuvent exister sur le marché canadien de l'électricité. Par conséquent, on utilise un modèle d'optimisation au moindre coût pour obtenir des estimations permettant d'éclairer les décideurs dans leur recherche des solutions les moins coûteuses.

- Comme nous l'avons déjà souligné, le modèle E-MARKAL isole le secteur de l'approvisionnement en électricité du reste de l'économie. Ce faisant, il ne tient pas compte de l'impact sur le secteur canadien de l'électricité des changements survenus dans d'autres secteurs économiques à la suite d'une limitation générale des émissions, tels que :
  - ◊ les variations des prix absolus et relatifs des combustibles fossiles;
  - ◊ la réponse de la demande aux variations des prix;
  - ◊ les variations de la demande aux États-Unis, et leurs répercussions sur les exportations canadiennes.
- Le modèle E-MARKAL ne répartit pas les gains et les pertes entre les différents groupes économiques (par exemple, producteurs, contribuables, investisseurs, créanciers, consommateurs, etc.). Par conséquent, il ne répartit pas les « coûts échoués » qui pourraient survenir si les installations deviennent non rentables.

Scénarios et sensibilités

La Table a établi un certain nombre de scénarios pour vérifier la sensibilité des résultats de la modélisation. Ces scénarios sont décrits ci-dessous et résumés dans le tableau B-2 :

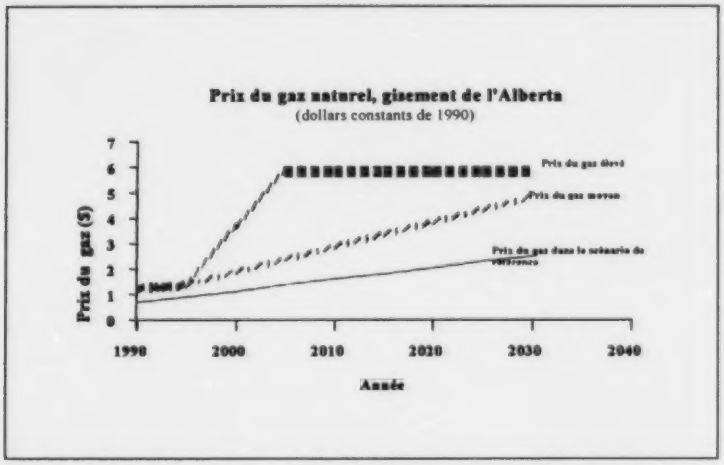
- **Sans Bruce-A :** les réacteurs nucléaires de la centrale Bruce-A actuellement arrêtés ne sont pas remis en service, ce qui laisse un déficit de 3 000 MW d'électricité produite à l'aide d'une technologie non émettrice de GES sur le marché ontarien. Le taux d'actualisation utilisé dans l'analyse est de 10 %.
- **Capture et stockage de CO_2 :** deux scénarios ont été considérés, l'un dans lequel on supposait un potentiel de stockage en aquifère illimité à un coût de 38 $/t CO_2, et l'autre dans lequel le potentiel était quelque peu limité, à un coût inférieur de 28 $/t. Dans ce dernier cas, le modèle supposait qu'une quantité supplémentaire de 10 Mt CO_2 pouvait être utilisée pour la récupération assistée du pétrole, ce qui abaissait le coût net du stockage à 3 $/t CO_2. Un taux d'actualisation de 10 % a été utilisé dans les deux cas. Le tableau B-1 ci-dessous résume ces hypothèses :

Table B- 1

Hypthèses concernant le potentiel de capture et de stockage ainsi que les coûts dans les deux scénarios de séquestration				
Scénarios du stockage	**Potentiel de stockage en aquifère**	**Coût net ($/t CO_2)**	**Potentiel de RAP (Mt/an)**	**Coût net ($/t CO_2)**
Scénario de référence	Illimité	38 $	1,5	13 $
RAP accrue	Limité	28 $	10	3 $

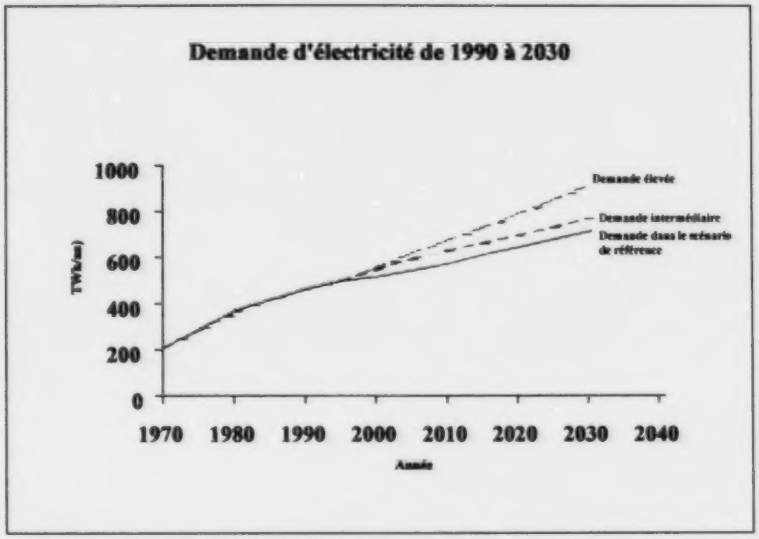
- **Prix du gaz plus élevés :** dans le scénario de référence, le prix du gaz naturel atteignait 1,96 $/GJ en 2030. Cette hypothèse était reprise dans la plupart des scénarios. Cependant, on a répété les calculs en posant comme hypothèse que le prix du gaz naturel atteindrait 6,00 $/GJ en 2004, pour rester stable ensuite jusqu'en 2030. Enfin, dans un autre scénario (« scénario composite » examiné ci-dessous) le prix du gaz s'élevait de façon linéaire pour atteindre 4,00 $/GJ en 2030. (Tous les prix sont en dollars constants de 1990.) Ces courbes de prix du gaz sont représentées à la figure B-1.

Figure B- 1



- **Demande d'électricité plus élevée :** scénario correspondant à une « demande élevée », basé sur les projections d'entreprises de services publics, avec une production totale de 722 TWh en 2010 et des émissions non limitées qui sont supérieures de 38 Mt à celles du scénario de référence. Les projections concernant une demande élevée, ainsi qu'un pronostic de demande intermédiaire utilisé dans le « scénario composite » examiné ci-dessous, sont représentées graphiquement à la figure B-2.

Figure B-2



- **Pas de nouvelles centrales hydroélectriques :** aucune nouvelle centrale hydroélectrique de grande puissance n'est autorisée pendant la période de prévisions.
- **Taux d'actualisation de 4 % :** un taux d'actualisation de 4 % par an est utilisé plutôt que le taux de 7 % des autres scénarios.
- **« Scénario composite » :** on change deux variables (hypothèse d'une croissance intermédiaire de la demande d'électricité et d'une augmentation moyenne du prix du gaz naturel à 4 $/GJ en 2030, comme il est indiqué sur les figures B-2 et B-3) plutôt qu'une seule variable comme dans les autres scénarios. L'objectif était d'examiner les répercussions combinées des niveaux de la demande d'électricité et des prix du gaz naturel prévus par un grand nombre des membres de la Table.

Tableau B-2

Hypothèses de modélisation – Table de l'électricité

Scénario de demande	Essais de modélisation	Paramètre(s) modifié(s) dans l'essai	Paramètre(s) non modifiés (scénario de référence de RNCan)
Faible demande: Scénario de référence de RNCan	Scénario de référence requis par le mandat de la Table	Sans objet	Taux d'actualisation 7 % Faible prix du gaz 1,96 $/GJ en 2030 Faible demande 644 TWh en 2010
	Pas de nouvelle centrale hydroélectrique	Pas de construction de grande centrale hydroélectrique permise	Faible prix du gaz 1,96 $/GJ en 2030 Faible demande 644 TWh en 2010 Taux d'actualisation 7 %
	Sans Bruce-A	3 000 MW de capacité nucléaire retirés du modèle Taux d'actualisation 10 %	Faible prix du gaz 1,96 $/GJ en 2030 Faible demande 644 TWh en 2010
	Prix du gaz élevé	Augmentation du prix du gaz à 6 $/GJ en 2005, puis stabilisation	Taux d'actualisation 7 % Faible demande 644 TWh en 2010
	Prix du gaz moyen	Augmentation du prix du gaz à 4 $/GJ en 2020	Taux d'actualisation 7 % Faible demande 644 TWh en 2010
	Faible taux d'actualisation	4 %	Faible demande 644 TWh en 2010 Faible prix du gaz 1,96 $/GJ en 2030
	Taux d'actualisation élevé	10 %	Faible prix du gaz 1,96 $/GJ en 2030 Faible demande 644 TWh en 2010
	Capture et stockage du CO_2	Options limitées et illimitées pour l'élimination du carbone dans l'Ouest du Canada	Faible prix du gaz 1,96 $/GJ en 2030 Faible demande 644 TWh en 2010 Taux d'actualisation 7 %
Demande moyenne	Demande modérément supérieure à la demande du scénario RNCan	La demande atteint 671 TWh	Taux d'actualisation 7 % Faible prix du gaz 1,96 $/GJ en 2030
	Scénario composite (Combinaison demande moyenne et prix du gaz moyen)	Demande moyenne 671 TWh Prix du gaz moyen (atteint 4,00 $/GJ en 2020)	Taux d'actualisation 7 %
Demande élevée	Prévisions de la demande par les entreprises de services publics	La demande atteint 722 TWh en 2010	Taux d'actualisation 7 % Faible prix du gaz 1,96 $/GJ en 2030

Les calculs ont été exécutés avec les différents scénarios en limitant les émissions de dioxyde de carbone à 94 % des niveaux de 1990. Par ailleurs, on a repris certains scénarios en limitant les émissions à 80 % des niveaux de 1990 afin de vérifier l'existence de points d'inflexion possibles dans la courbe des coûts de la réduction des émissions. Enfin, on a fait tourner le modèle en supposant que la limitation à 94 % des niveaux de 1990 n'était pas imposée avant 2020 (objectifs de Kyoto repoussés). Les facteurs utilisés pour convertir la production d'électricité en émissions de CO_2 dans tous les scénarios sont indiqués dans le tableau B-3.

Tableau B-3

Taux d'émission pour les technologies utilisées dans le modèle

Technologie	Émissions (Mt/PJ)
Charbon	
– Pulvérisé classique	0,271519
– CIGCC – 2010	0,206313
– CIGCC	0,231461
– CIGCC – 2020	0,182493
Gas	
– TGCC nouvelle construction – 2010	0,106000
– TGCC nouvelle construction	0,111175
– TGCC construction modifiée	0,129556
– TGCC cogén.	0,083740
– TGCS nouvelle construction	0,174917
– TGCS cogén.	0,090500
– Micro-turbines	0,215386
– TGCC nouvelle construction - 2020	0,097167

Principaux résultats

Scénario de référence sans limitation des émissions *: Dans le scénario de référence (« RNCan »), en supposant qu'il n'y a pas de limitation des émissions, la demande continue de croître, pour s'établir à 644 TWh, et les émissions de CO_2 atteignent 118 Mt en 2010. Toutefois, la composition du parc électrogène change. En particulier, même sans limitation des GES, le gaz naturel occupe une place croissante dans les nouvelles centrales jusqu'en 2020. La production d'électricité d'origine nucléaire diminue légèrement dans la mesure où les centrales sont mises hors service sans être remplacées pour des raisons économiques. (Dans le scénario de référence et dans d'autres scénarios, on a fait tourner le modèle en supposant qu'aucune nouvelle centrale nucléaire n'était mise en service avant 2020, pour des raisons de conformité avec les prévisions de RNCan jusqu'en 2020, sur lesquelles s'appuie le scénario de référence. Dans ces prévisions, aucune nouvelle centrale nucléaire n'est construite avant 2020.) La production*

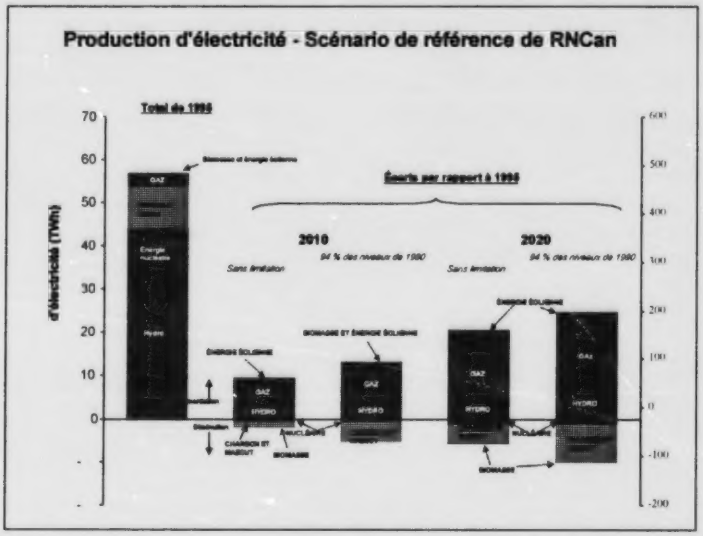
d'électricité à partir de charbon et de mazout diminue également à un rythme accéléré à mesure que les centrales sont mises hors service.

Impact d'une limitation des émissions à 94 % des niveaux de 1994 :

Une limitation des émissions à 94 % des niveaux de 1990 (soit 90 Mt de CO_2, ce qui représente une réduction de 24 % par rapport au niveau sans limitation de 118 Mt dans le scénario de référence de RNCan) favorise les technologies qui émettent peu de GES (gaz, hydroélectricité et autres énergies renouvelables) par rapport aux centrales à charbon et à mazout. Comme le montre la figure B-3, si l'on compare avec la composition du parc électrogène en l'absence de contrainte, une telle limitation aurait pour résultats, d'ici 2010 :

- une augmentation de 22 TWh de la production à partir de gaz naturel, avec abandon des turbines à vapeur et à gaz à cycle unique au profit de centrales de cogénération à cycle combiné
- une augmentation de 9 TWh de la production d'hydroélectricité
- une augmentation de 4 TWh de la production d'électricité à partir de biomasse
- une diminution de 39 TWh de la production d'électricité à partir de charbon
- une diminution de 0,3 TWh de la production d'électricité à partir de mazout

Figure B-3



Dans le calcul d'une solution à moindre coût en cas de limitation des émissions de GES, le modèle permet à la composition du parc électrogène et aux impacts dans les provinces de varier, certaines provinces étant avantagées, tandis que d'autres sont désavantagées (à moins d'une décision politique en faveur d'une redistribution des impacts). Une limitation des émissions à 94 % des niveaux de 1990 aurait les résultats suivants d'ici 2010 :

- une augmentation de la production d'électricité au Manitoba, en Ontario et au Québec; pas de variation nette à Terre-Neuve ni à l'Île-du-Prince-Édouard, et une diminution nette dans toutes les autres provinces;
- l'abandon du charbon au profit du gaz, surtout en Alberta et en Ontario. Les nouvelles centrales feraient surtout appel à la cogénération en Ontario et au cycle combiné en Alberta. Il y aurait alors accroissement de la demande de gaz et, partant, des recettes des producteurs de gaz au détriment de l'industrie du charbon;
- construction de nouvelles centrales hydroélectriques au Québec et au Manitoba;
- percée des autres énergies renouvelables en C.-B. et en Alberta;
- accroissement des exportations d'électricité vers les États-Unis à partir du Manitoba, de l'Ontario et du Québec, et diminution des exportations à partir des autres provinces.

Ces effets sont résumés dans le tableau B-4 ci-dessous.

Tableau B- 4

Impact d'une limitation à 94 % des niveaux de 1990 (TWh)

Technologie	C-B.	Alb.	Sask.	Man.	Ont.	Qc	T.-N.	N.-B.	N.É.	Î.-P.-É.
Hydro	0,0	0,0	0,0	6,5	0,0	2,32	0,0	0,0	0,0	
Nucléaire					0,0	0,0		0,0		
Charbon (existante)		(22,7)	(0,61)		(9,23)			(3,68)	(1,45)	
Charbon pulv.										
IGCC										
Gaz, total	(0,08)	6,65	0,0	0,0	14,09		0,0	1,36	0,21	
• *Gaz*	*(0,08)*		*0,0*							
• *TGCS*							*(0,08)*			
• *Cogén.*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*14,09*		*0,08*	*0,0*	*0,0*	
• *TGCC*		*6,65*						*1,36*	*0,21*	
Mazout								(0,28)	0,0	0,0
Éolien		0,0				0,0				
Biomasse	3,74	0,0			0,0					
Autres		2,52								
TOTAL[16]	**3,66**	**(13,53)**	**(0,61)**	**6,5**	**4,86**	**2,32**	**0,0**	**(2,60)**	**(1,24)**	**0,0**
Import. inter-prov.	(4,79)	(0,19)	(0,33)	(0,17)	0,52	0,47		0,59	0,33	0
Export. inter-prov.		(5,24)	(0,03)	0,64	0,75	1,47	0,01	(0,29)	(0,87)	
Export. Vers É.-U.	(1,28)	(7,89)	(0,88)	5,44	5,00	1,24		(1,62)		

[16] *Étant donné que la demande provinciale est maintenue constante, une réduction de la production totale correspond à une combinaison d'une réduction des exportations vers d'autres provinces ou vers les États-Unis, d'une augmentation des importations et d'une réduction des pertes. On observe l'inverse pour une augmentation de la production provinciale totale.*

L'analyse est poursuivie jusqu'en 2030 (autrement dit, la limitation à 94 % (ou 80 %) des niveaux de 1990 est appliquée de 2010 à 2030). L'impact sur la composition du parc électrogène en 2020 est indiqué dans le tableau B-5 et représenté graphiquement à la figure B-4.

Tableau B- 5

Changements dans la composition du parc électrogène entre un scénario non contraignant et une limitation des émissions à 94 % des niveaux de 1990		
Technologie	**2010 (TWh)**	**2020 (TWh)**
Hydro	+9	+28
Nucléaire	0	0
Charbon	-9	-45
Gaz naturel	+22	+13
Mazout	-0,3	0
Énergie éolienne	0	+1,5
Biomasse	+4	0

Par conséquent, si l'on compare avec les niveaux en 2020 en l'absence de contrainte, lorsqu'on limite les émissions à 94 % pendant toutes les périodes :

la production d'hydroélectricité est supérieure de 28 TWh;

la production nucléaire reste constante;

la production d'électricité à partir de charbon est inférieure de 45 TWh;

la production d'électricité à partir de gaz naturel est supérieure de 13 TWh;

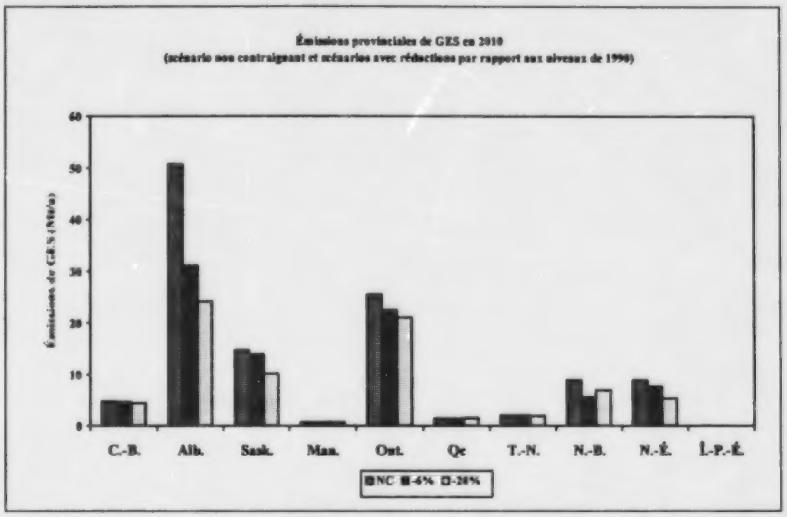
la production à partir de mazout reste constante;

la production d'électricité d'origine éolienne est supérieure de 1.5 TWh;

la production d'électricité à partir de biomasse reste constante.

Effets de la limitation des émissions par province : En raison des impacts différents d'une réduction des émissions à 94 % et 80 % des niveaux de 1990 sur la composition du parc électrogène, le commerce interprovincial de l'électricité et les exportations, une telle contrainte aura des effets différents sur les émissions dans les différentes provinces. Ces effets sont illustrés à la figure B-5.

Figure B-5



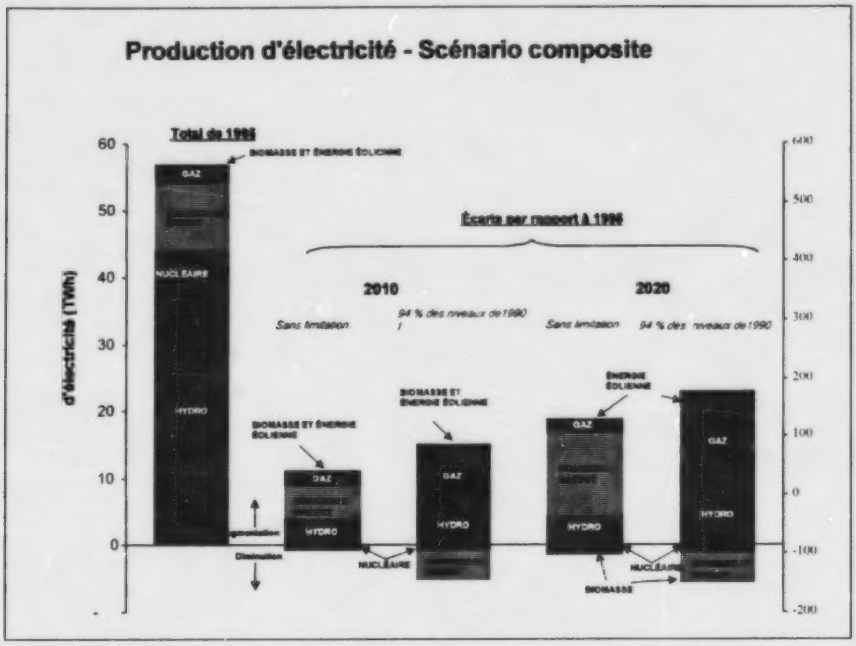
Par rapport aux émissions en l'absence de limitation dans le scénario de référence, en 2010 :

- en Colombie-Britannique, les émissions restent constantes dans les scénarios avec limitation à 94 % et 80 %, à environ 5 Mt/an;
- en Alberta, les émissions diminuent légèrement de plus de 50 Mt/an à environ 30 Mt/an dans le cas d'une limitation à 94 %, et à environ 25 Mt/an dans le cas d'une limitation à 80 %;
- les émissions diminuent très peu en Saskatchewan entre le scénario non contraignant et le scénario d'une limitation à 94 %, pour s'établir à environ 15 Mt/an, contre approximativement 11 Mt/an dans le cas d'une limitation à 80 %;
- au Manitoba, au Québec, à Terre-Neuve et à l'Île-du-Prince-Édouard, les émissions ne changent pas, quel que soit le scénario;
- en Ontario, dans le scénario d'une limitation à 94 %, les émissions diminuent d'environ 3 Mt/an, pour s'établir à 22 Mt/an, tandis qu'une limitation à 80 % entraîne une réduction supplémentaire de 1 Mt/an;
- au Nouveau-Brunswick, les émissions ont diminué d'approximativement 4 Mt/an avec une limitation à 94 %, mais de seulement 2 Mt/an environ dans le scénario d'une limitation à 80 %;
- en Nouvelle-Écosse, les émissions ont diminué d'approximativement 1 Mt/an avec une limitation à 94 %; une limitation à 80 % entraîne une réduction supplémentaire de 1 Mt/an.

Impact des scénarios : Les résultats ci-dessus représentent une solution à moindre coût aux limitations des émissions, en 2010, à 94 % et 80 % des niveaux de 1990, étant entendu qu'aucune restriction n'est imposée sur les types de technologie de production

autorisés (autrement dit, les changements dans la composition du parc électrogène répondaient à la nécessité de respecter les limitations des émissions au moindre coût pour les entreprises de services publics). Par ailleurs, le modèle a estimé l'impact des scénarios décrits dans la section *Scénarios et sensibilités* précédente. En particulier, le scénario composite – considéré par certains membres de la Table comme le plus plausible – entraîne des changements dans la composition relative du parc électrogène qui sont représentés graphiquement à la figure B-6.

Figure B-6



Avec les hypothèses du scénario composite (demande d'électricité intermédiaire et prix du gaz moyen), d'ici 2010, en l'absence de limitation :

- la production d'électricité à partir de charbon et de mazout augmente en réponse à une demande croissante d'électricité; par contre, la production d'électricité à partir de charbon et de mazout diminue dans le scénario de référence de RNCan, même en l'absence de limitation (voir la figure B-3);
- la production d'électricité à partir de gaz naturel augmente, beaucoup moins que dans le scénario de référence en raison des prix plus élevés du gaz;
- la production d'hydroélectricité augmente légèrement, tandis que la production nucléaire ne peut soutenir la concurrence dans aucun des scénarios.

Par conséquent, dans le scénario composite, le secteur de la production d'électricité part d'une capacité plus élevée en l'absence de limitation que dans le scénario de référence de RNCan. Si une limitation à 94 % des niveaux de 1990 est imposée d'ici 2010 :

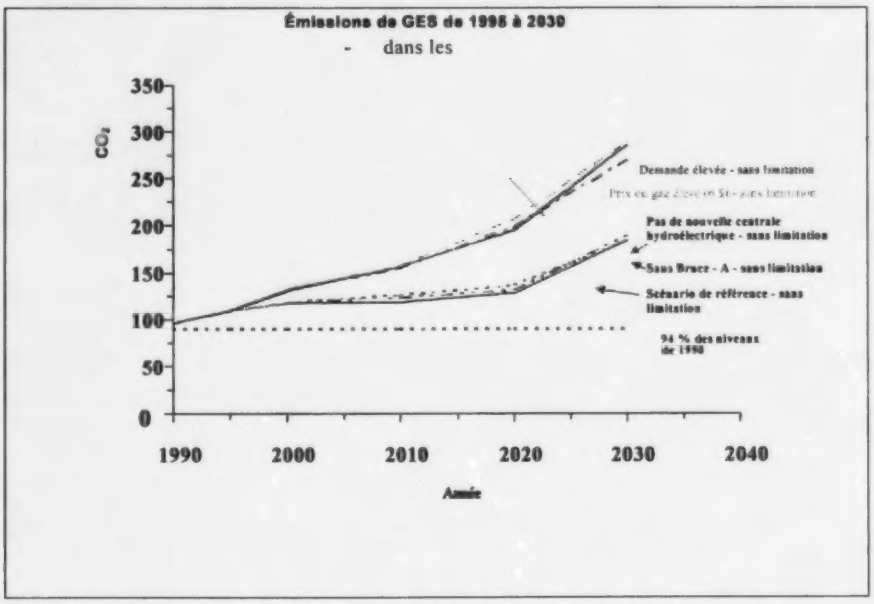
- la production d'électricité à partir de charbon et de mazout diminue d'environ 40 TWh, mais à partir d'un niveau de référence plus élevé que dans le scénario de référence de RNCan;
- la production d'électricité à partir de gaz et la production d'hydroélectricité augmentent toutes les deux considérablement;
- la baisse de production d'électricité d'origine nucléaire reste la même que dans le scénario composite sans limitation;
- la production d'électricité à partir de biomasse et la production d'électricité d'origine éolienne augmentent leur part de marché.

Si l'on compare avec le scénario de référence de RNCan, sans limitation, le scénario composite sans limitation des émissions se traduit par une capacité initiale supérieure. Avec l'imposition de la contrainte, la réduction des émissions doit être plus importante, mais, étant donnée que le prix du gaz naturel est plus élevé, une plus grande part de la production d'électricité est assurée à partir du charbon et de l'énergie hydraulique que dans le scénario de référence de RNCan.

En 2020, la part du charbon est encore plus élevée en l'absence de limitation et, partant, l'écart se creuse entre le scénario contraignant et le scénario composite sans limitation, ainsi qu'entre le scénario de référence de RNCan et le scénario composite.

Impacts sur les émissions de GES : Les émissions de GES prévues, en l'absence de limitation, dans les différents scénarios sont représentées à la figure B-7.

Figure B-7



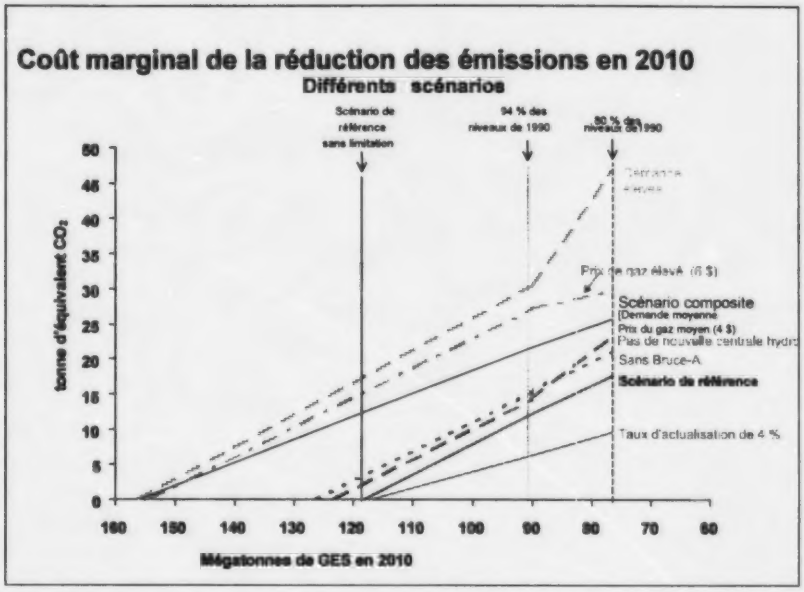
- En supposant qu'aucune nouvelle centrale hydroélectrique de grande puissance ne soit construite, les émissions en 2010, dans un scénario non contraignant, seraient

supérieures de 5 Mt à celles du scénario de référence, reflétant ainsi l'absence de cette source d'électricité non émettrice de GES. Le respect d'une limitation des émissions requiert une plus grande utilisation des centrales à gaz naturel et la réduction de la productin au charbon est supérieure à celle du scénario de référence.

- Si la centrale nucléaire Bruce-A n'était pas remise en service, les émissions dans un scénario non contraignant seraient de 6 Mt supérieures à celles du scénario de référence en 2010. Pour atteindre l'objectif de limitation, il faudrait accroître davantage l'utilisation des centrales hydroélectriques et des centrales à gaz naturel et diminuer davantage la consommation de charbon.
- Si la capture et le stockage du CO_2 deviennent possibles en volume suffisant et à un coût suffisamment bas, la réduction de la consommation de charbon pour atteindre l'objectif de limitation est alors beaucoup plus faible que dans le scénario de référence, et les centrales à charbon occupent une plus grande place dans le parc électrogène dans des provinces comme l'Alberta.
- Si le prix du gaz est plus élevé, on a davantage recours au charbon en l'absence de limitation, de sorte que les émissions en l'absence de limitation augmentent de 36 Mt. Pour atteindre l'objectif de limitation, une plus grande part est accordée au charbon, à l'hydroélectricité et à l'éolien que dans le scénario de référence en raison du prix du gaz plus élevé.
- Dans le scénario à demande élevée, où la production totale se chiffre à 722 TWh et où les émissions en l'absence de limitation sont de 38 Mt supérieures à celles prévues dans le scénario de référence pour 2010, on a davantage recours à l'hydroélectricité, au charbon et au gaz naturel en l'absence de limitation. Pour atteindre l'objectif de limitation, une plus grande part est accordée au gaz naturel, à l'hydroélectricité, à l'éolien et à la biomasse, au détriment du charbon, que dans le scénario de référence. Cependant, pour atteindre l'objectif de limitation, on a moins recours au gaz naturel émettant peu de GES, et davantage aux sources non émettrices.

Le coût marginal de la réduction des émissions (coût supplémentaire, en $ par tonne de CO_2 qui n'est pas produite, associé à la réalisation d'un objectif de limitation) a également été calculé pour les différents scénarios. Les résultats sont résumés à la figure B-8.

Figure B-8



- Dans le scénario de référence, le coût marginal de la réduction des émissions augmente de façon relativement linéaire sur toute la gamme des réductions d'émissions, d'environ 12 $/t pour une réduction de 28 Mt (94 % des niveaux de 1990) à 16 $/t pour une réduction de 40 Mt.
- Si aucune nouvelle centrale hydroélectrique n'est construite, le coût marginal de la réduction des émissions en 2010 passe à 14 $/t, comparativement à 12 $/t dans le scénario de référence. L'écart est encore plus grand au cours des années subséquentes et pour des taux de réduction plus élevés.
- Dans le scénario sans Bruce-A, le coût marginal de la réduction des émissions à 94 % des niveaux de 1990 augmente pour s'établir à environ 15 $/t en 2010, en raison d'un niveau d'émissions plus élevé que dans le scénario de référence.
- Comme on peut s'y attendre dans une industrie à si forte intensité de capital, les coûts marginaux de la réduction des émissions sont très sensibles au taux d'actualisation utilisé. Avec un taux d'actualisation de 4 %, on obtient un coût marginal de la réduction des émissions légèrement supérieur à 5 $/t pour une limitation à 94 % et de 8 $/t environ pour une limitation à 80 %, comparativement à 12 $/t et 16 $/t respectivement dans le scénario de référence (taux d'actualisation de 7 %).
- Avec le scénario composite, le coût de la réduction des émissions approche 22 $/t en 2010 pour une limitation à 94 % et 25 $/t pour une limitation à 80 %, ce qui s'explique par une demande plus élevée d'électricité et par un coût plus élevé du gaz par rapport au scénario de référence.

- Lorsque le prix du gaz est élevé (6 $/GJ), le coût marginal de la réduction des émissions augmente de façon appréciable, pour s'établir à plus de 25 $/t en 2010 pour une limitation à 94 % et à environ 30 $/t pour une limitation à 80 %.
- C'est dans le scénario d'une demande élevée que le coût marginal de la réduction des émissions est le plus élevé : 30 $/t pour une limitation à 94 % et près de 48 $/t pour une limitation à 80 %.

Dans tous les scénarios, le coût marginal de la réduction des émissions est plus élevé parce que, dans les scénarios de remplacement, le prix du gaz et la demande d'électricité sont plus élevés. Par conséquent, pour atteindre un objectif de limitation des émissions, les producteurs d'électricité sont obligés de choisir parmi des technologies de remplacement plus coûteuses que dans le scénario de référence.

Une autre façon de considérer le coût financier de la réduction des émissions consiste à examiner la valeur actualisée nette du coût accru associé à la stabilisation en 2030, à 94 % ou à 80 % des niveaux de 1990, comparativement au scénario de référence sans limitation. Ces coûts sont résumés dans le tableau B-6 et illustrés à la figure B-8.

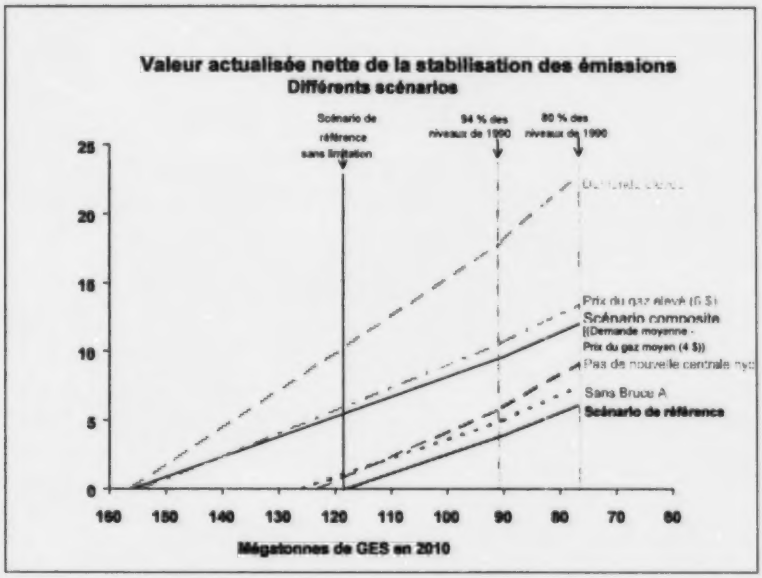
Tableau B- 6

Impact des divers scénarios

Scénario	Sans limitation des émissions en 2010 (Mt)	Coût de la stabilisation à 94 % des niveaux de 1994 (VAN – milliards $)	Coût marginal de la réduction des émissions en 2010 ($/t eCO_2)
Référence	118	3,9	12,19
Pas de nouvelles centrales hydroelec.	123	5,9	14,34
Sans Bruce-A	126	5,0	15,33
Demande élevée	156	18,0	30,48
Composite	156	9,6	21,70
Prix du gaz élevé (6 $)	154	10,7	27,28
Taux d'actualisation de 4 %	117	5,7	6,28

Comme le montre le tableau B-10, pour atteindre un objectif de stabilisation à 94 % des niveaux de 1990, il faudrait investir plus de 10 milliards de dollars supplémentaires, en valeur actualisée, dans le scénario composite, qui est considéré comme le plus probable par l'industrie. Dans le scénario d'un prix du gaz élevé, il faudrait investir 11 milliards de dollars, en valeur actualisée nette, en capital et coûts d'exploitation, et la stabilisation dans le scénario d'une demande élevée coûterait 18 milliards de dollars. (On a utilisé un taux d'actualisation de 7 % par an pour ces comparaisons.)

Figure B-9



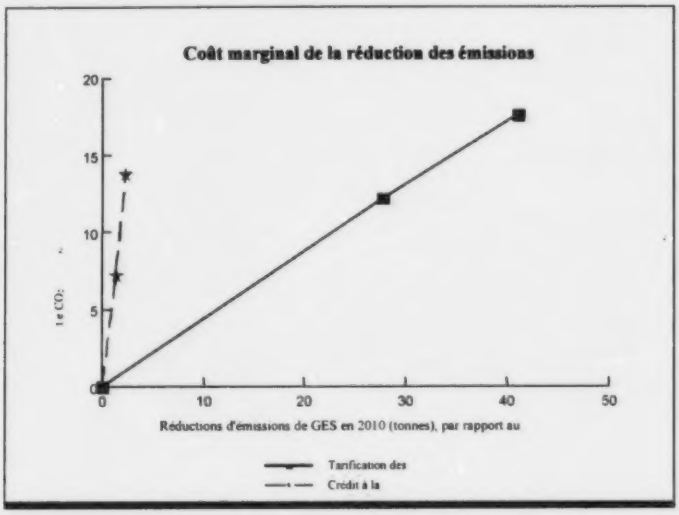
Impacts des mesures préparatoires

Le modèle a également été utilisé pour estimer les impacts de deux des mesures préparatoires suggérées par la Table, à savoir l'aide financière pour les technologies émergentes non émettrices et une augmentation des redevances sur le charbon.

- **Aide financière pour les technologies émergentes non émettrices** : On a fait tourner le modèle E-MARKAL pour estimer l'impact de crédits à la production de 1 ¢ et 2,5 ¢ kWh. Avec le crédit de 1 ¢, les émissions étaient réduites de 1,4 Mt CO_2 en 2010 (soit 5 % de la réduction de 28 Mt requise dans le cas d'une limitation à 94 %), alors que la réduction était de 2,3 Mt (8 % de 28 Mt) pour un crédit de 2,5 ¢. Avec un crédit de 1 ¢, environ 4 700 GWh d'électricité étaient déplacés des grandes centrales hydroélectriques et des centrales à gaz vers la production d'origine éolienne et les microturbines alimentées à gaz de torche. Avec un crédit de 2,5 ¢, environ 6 500 GWh d'électricité étaient déplacés des centrales à gaz, des grandes centrales hydroélectriques et des centrales à charbon vers la production d'origine éolienne et les microturbines alimentées à gaz de torche de l'Alberta. Selon le niveau des subventions, un profit net de 150 à 560 M$ (valeur actualisée sur 30 ans) pour l'industrie était plus que compensé par les dépenses du gouvernement, de 257 à 877 M$, soit des coûts totaux nets pour l'économie (par rapport à un scénario non contraignant) de 107 à 317 M$. Les coûts marginaux de la réduction des émissions, avec cette mesure, variaient de 7,18 à 13,70 $/t en 2010.
- **Augmentation de la redevance sur le charbon :** Le modèle a simulé cette mesure en ajoutant une redevance sur le charbon dix fois plus élevée au coût de production de l'électricité dans les centrales à charbon. La redevance était ainsi équivalente à la redevance imposée sur le gaz naturel, par kWh d'électricité produite. Il était prévu

que l'augmentation serait transmise en entier dans toutes les provinces, sauf en Ontario, où l'augmentation de la redevance n'aurait pas d'effet parce que cette province compte sur le charbon importé, qu'elle peut se procurer facilement. Avec ces hypothèses, le coût de l'électricité produite à partir de charbon a augmenté d'environ 0,25 ¢/kWh en dehors de l'Ontario. Cette augmentation n'était pas suffisante pour entraîner l'abandon du charbon en faveur du gaz dans le modèle et, partant, cette mesure ne permet pas de réduire les émissions.

Figure B-10



La figure B-9 montre que le crédit à la production est beaucoup moins efficace pour réduire les émissions, en termes de dollars dépensés par tonne de réduction, que la tarification des émissions. L'augmentation de la redevance sur le charbon n'apparaît pas dans la figure car cette mesure n'a pas d'incidence sur les émissions. Bien que le soutien financier pour les technologies émergentes (modélisé sous la forme d'un crédit à la production) se traduise par des coûts de réduction plus élevés que dans le cas de la tarification des émissions, en tant que mesure préparatoire, une telle aide permettrait à l'industrie d'être mieux préparée pour la mise en œuvre ultérieure de mesures moins coûteuses, pendant la période d'engagement.

Impact d'une norme de portefeuille énergétique élevée

La Table a également modélisé deux variantes d'une norme élevée relative au portefeuille énergétique en vue de la réalisation d'objectifs de réduction des émissions de type Kyoto. Les producteurs d'électricité seraient ainsi tenus de fournir 3 % de la demande totale en 2005 et 5 % en 2010 avec de l'électricité produite à l'aide de technologies émergentes non productrices de GES.

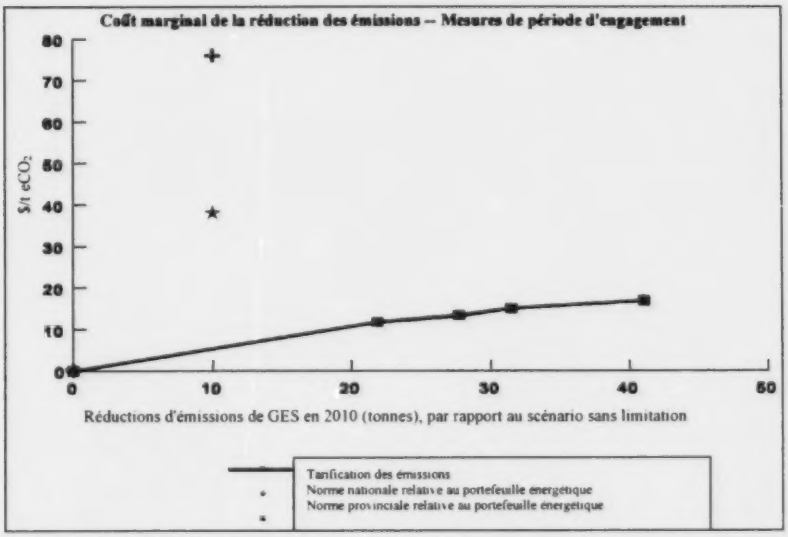
Dans la première variante de cette mesure, on a supposé que chaque province appliquait la norme à sa manière. Dans ces conditions, la mesure s'est traduite par des réductions d'émissions d'environ 10 Mt en 2010, à un coût d'environ 8 milliards de dollars sur 30 ans, pour un coût marginal d'approximativement 75 $/t. Ces résultats ont été obtenus

grâce à l'introduction des technologies éolienne, solaire et géothermique, au détriment du gaz naturel et, dans une moindre mesure, des grandes centrales hydroélectriques.

Dans la seconde variante, une même norme était appliquée à l'échelle nationale. La mesure est alors beaucoup plus efficace du point de vue économique, car le coût du respect de la norme est nettement inférieur si les changements ont lieu dans les provinces où ils coûtent le moins cher. Dans ces conditions, la mesure coûtait deux fois moins cher, soit 4,2 milliards sur 30 ans. Le coût marginal de la réduction des émissions était de 41,60 $/t, une valeur proche du coût unitaire prévu pour la capture et le stockage du CO_2 à l'aide des technologies actuelles.

Les coûts de réduction des émissions associés à ces mesures sont comparés au moindre coût (coût marginal de la réduction des émissions) à la figure B-10.

Figure B-11



La conclusion que l'on peut tirer de ces résultats est la suivante : plus l'écart est grand entre une solution réglementaire en vue d'atteindre un objectif de limitation des émissions et la composition du parc électrogène de moindre coût qui résulterait d'une tarification des émissions, plus le coût du respect de la contrainte est élevé.

ANNEXE C – AUTRES IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX[37]

Introduction

Le but du présent rapport est de présenter les facteurs liés aux impacts sur l'environnement et la santé des diverses options envisagées par la Table de l'électricité pour réduire les émissions des GES dans le secteur de l'électricité. Il fait partie d'une plus vaste étude consacrée aux impacts, coûts et avantages des différentes options pour le secteur de l'électricité.

La Table de l'électricité a étudié une palette d'options qui ont généralement les mêmes grands effets du point de vue de l'offre. Par rapport à un scénario non contraignant, ces effets sont notamment les suivants :

- baisse de la production d'électricité à partir de charbon;
- augmentation de la capacité de production et de la production des centrales thermiques à cycle combiné alimentées en gaz naturel;
- augmentation de la capacité de production et de la production des centrales hydroélectriques;
- augmentation de la capacité de production et de la production à partir de l'énergie éolienne et de la biomasse;
- répercussions sur la construction de lignes de transport et sur le commerce interprovincial.

Dans certains scénarios, la séquestration du carbone dans les centrales à charbon est accrue et il en est de même de la construction de nouveaux gazoducs et des autres projets connexes. La production d'électricité à partir de mazout, qui est de toute façon limitée, diminue. Les options n'ont en général pas de répercussions sur la capacité nucléaire, au moins à court et à moyen terme.

Il existe des différences importantes entre les options, et leurs impacts varient selon les hypothèses posées au sujet de la demande, des prix, de la technologie et d'autres facteurs pertinents. Cependant, pour la plupart, ces différences influent sur l'ampleur des changements susmentionnés concernant la production d'électricité et la capacité, non sur les sens de ces changements.

En conséquence, la première étape de cette étude consiste à cerner les impacts sur l'environnement et la santé associés à chaque technologie touchée par les options (diminution de la production à partir de charbon, augmentation de la production et de la capacité de production d'électricité dans des centrales à cycle combiné, à gaz naturel, d'hydroélectricité, d'électricité d'origine éolienne et d'électricité à partir de biomasse, changements dans la construction de lignes de transport). Puis, soit un ensemble choisi

---

[37] *Étude préparée pour la Table de l'électricité du Processus national sur le changement climatique par Marvin Shaffer & Associates Ltd. et Alchemy Consulting Inc., 1er juin 1999. Le calendrier de travail de la Table n'a pas permis à cette dernière d'examiner ou d'adopter les résultats de cette étude.*

d'options pour lesquelles l'ampleur des changements associés à chaque technologie est estimée, on évalue l'ampleur ou la nature et l'importance des impacts totaux et, si possible, on les combine de manière à fournir un portrait global des effets de l'option.

L'étude s'appuie sur l'information compilée pour la Table de l'électricité ainsi que sur des données du gouvernement et de l'industrie concernant les diverses technologies envisagées. Les sources d'information suivantes ont été utilisées :

- données sur les facteurs d'émission des centrales thermiques fournies par Environnement Canada (confidentielles);
- rapports des gouvernements de l'Alberta et de la Saskatchewan sur les impacts du cycle complet;
- rapport du comité d'experts en sciences atmosphériques sur les impacts secondaires liés aux matières particulaires;
- rapports de BC Hydro, SaskPower, Manitoba Hydro et Hydro-Québec sur les impacts des projets hydroélectriques;
- rapports de la Table de l'électricité et d'autres consultants sur les caractéristiques de la production d'électricité d'origine thermique et éolienne ainsi que sur les caractéristiques des projets de construction de lignes de transport.

Il convient de souligner que les renseignements obtenus de ces sources, tout comme la nature et la portée de la présente étude, ne permettent pas une description exhaustive des impacts sur l'environnement et la santé des options concernant le secteur de l'électricité. Il est impossible de modéliser ou d'analyser de quelque autre façon toutes les options dans le but de déterminer avec précision les changements en matière de production et de transport d'électricité. Même lorsqu'il est possible d'estimer ces changements, les installations concernées sont si nombreuses que les impacts environnementaux ne peuvent être décrits que dans leurs grandes lignes. Les données relatives à un site particulier ne sont pas toujours disponibles; les stratégies d'atténuation des impacts n'ont pas toujours été élaborées et, de toute façon, compte tenu de la portée de l'étude, leur compilation prendrait beaucoup trop de temps et coûterait beaucoup trop cher.

L'évaluation vise les objectifs suivants : cerner les problèmes importants associés aux impacts; souligner la nature de ces impacts et les facteurs qui en déterminent l'importance; documenter ou décrire ce que l'on sait de ces impacts, notamment du point de vue quantitatif lorsque les données le permettent.

Cadre d'évaluation

Guide de la TAM pour l'analyse des impacts sur l'environnement et la santé

La Table de l'analyse et de la modélisation a élaboré un guide pour l'analyse des impacts sur l'environnement et la santé afin de faciliter l'intégration de ces impacts dans l'analyse récapitulative des options recensées par les tables.[38]

Selon ce guide, il convient de cerner les problèmes fondamentaux associés aux impacts sur l'environnement atmosphérique, sur l'environnement aquatique et sur l'environnement terrestre, ainsi que sur les conditions sociales et sur la santé des êtres humains. Pour chacun de ces problèmes fondamentaux, il faut déterminer et évaluer i) la portée et la nature des effets, ii) les possibilités d'atténuation, iii) les préoccupations des intervenants et iv) les incertitudes. Les effets quantitatifs doivent être indiqués avec des unités physiques, le cas échéant, de manière non subjective, afin de permettre des évaluations globales cohérentes au moment de l'analyse récapitulative.

Les membres de la Table de l'électricité ont exprimé des réserves au sujet du guide de la TAM. Ils craignent qu'il soit trop exhaustif, qu'il exige une évaluation complète et détaillée impossible à réaliser qui pourrait éventuellement se révéler trompeuse compte tenu du temps accordé pour les analyses et du degré variable de connaissance des projets susceptibles d'être concernés par les options.

Quelles que soient les intentions de la TAM au sujet de l'exhaustivité de l'évaluation, il est clair, à ce moment-ci, que toute évaluation des impacts des options de la Table de l'électricité sur l'environnement et la santé doit être considérée comme sommaire et préliminaire, notamment en ce qui concerne les nouveaux projets qui n'ont pas encore été complètement définis et dont les études d'impact environnemental ne sont pas terminées. Même les impacts les plus quantifiables relatifs aux émissions atmosphériques n'ont qu'une valeur indicative puisque seules des analyses précises et détaillées permettent de déterminer les conséquences particulières d'un projet donné.

Comptabilisation multiple

- La comptabilisation multiple est un prolongement de l'analyse coûts-avantages. Cependant, alors que l'analyse coûts-avantages cherche à monétiser tous les effets et à déterminer un seul indicateur d'avantage net global, la comptabilisation multiple reconnaît que tous les impacts ne sont pas nécessairement monétisables, qu'ils ne peuvent pas être tous également compris, et qu'il peut donc être trompeur de combiner les différents types d'impact dans une seule mesure globale. Les différents types d'impact peuvent être déterminés et évalués séparément, qualitativement, quantitativement et, parfois, monétairement. Il n'est pas possible de combiner alors tous les effets en un effet global, comme dans le cas d'une analyse coûts-avantages, mais cela permet une compréhension claire des avantages relatifs, des compromis possibles et des enjeux.
- La comptabilisation multiple convient très bien à la présente évaluation des impacts. Tout en respectant l'intention du guide de la TAM, elle tient compte de l'état actuel

[38] T.A.M. « *Guide for the Assessment of Environmental and Health Impacts* », 16 février 1999.

des connaissances concernant les nouvelles technologies de production d'électricité et de la nature très variable des impacts de ces technologies.

- Les catégories d'impact (facteurs concernant l'environnement et la santé) devraient normalement couvrir la gamme complète des changements indiqués dans le guide de la TAM : environnement atmosphérique, environnement aquatique, environnement terrestre, environnement social et santé. Cependant, compte tenu de la nature sommaire de cette évaluation et afin de faciliter la détermination des grands problèmes, un cadre plus simple a été utilisé dans la présente étude. Les impacts ont été classés dans quatre catégories :
  - émissions atmosphériques
  - inondation et autres impacts sur les terres
  - débit et qualité de l'eau
  - impacts sur la collectivité et qualité de la vie

Il faut s'attendre à des impacts sur l'environnement et la santé en raison des changements qui surviendront dans la composition du parc électrogène (type et emplacement des centrales) et de l'ajout d'une nouvelle capacité de production et de transport (quantité et type). La catégorie des émissions atmosphériques comprend les impacts importants associés aux changements dans la composition du parc électrogène. Les trois autres catégories comprennent les impacts importants associés à l'ajout d'une nouvelle capacité de production et de transport. Les indicateurs considérés dans ces catégories sont très généraux : par exemple, superficie inondée et confisquée en raison des nouveaux projets, nature des effets sur les ressources et sur l'utilisation des ressources, impacts sur les activités traditionnelles et communautaires, effets sur l'infrastructure et autres effets sur les collectivités. Comme nous l'avons mentionné précédemment, l'étude détaillée des impacts de chaque projet en cours ou retardé à la suite de la mise en œuvre des stratégies de réduction des émissions de GES dépasse la portée de la présente étude.

Émissions atmosphériques

- D'un point de vue général, les émissions atmosphériques comprennent :
  - i) les polluants atmosphériques principaux ou communs – les oxydes d'azote (NO_x), le dioxyde de soufre (SO_2), les matières particulaires (PM et ses fractions de taille inférieure PM_{10} et $PM_{2,5}$), le monoxyde de carbone (CO) et les composés organiques volatils (COV);
  - ii) les polluants atmosphériques dangereux (PAD) – un grand groupe de polluants considérés toxiques aux termes de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement* ou classés dans les polluants atmosphériques dangereux en vertu de l'article 112 de l'*U.S. Clean Air Act*;
  - iii) les GES.
- Aux fins de la présente étude, les impacts du secteur de l'électricité sur les émissions de CO sont considérés négligeables et les impacts sur les GES ne constituent pas une variable de différentiation, puisque les réductions requises sont spécifiées dans les

options. Si les concentrations ambiantes de CO posent généralement un problème dans les zones urbaines, la principale source de CO reste les gaz d'échappement des véhicules automobiles. Les centrales thermiques libèrent une certaine quantité de CO, mais pas dans des quantités susceptibles d'entraîner des concentrations inacceptables dans l'air ambiant à proximité des centrales ou de contribuer à des concentrations élevées dans les zones urbaines. C'est pourquoi le monoxyde de carbone n'est généralement pas considéré comme un problème du point de vue de la production d'électricité.

Les centrales thermiques émettent des quantités négligeables de composés organiques volatils chimiquement réactifs ou toxiques. Cette classe de polluants n'est donc pas considérée importante aux fins de la présente étude.

Étant donné que la production d'électricité n'entraîne pas d'émissions appréciables de COV, les matières dangereuses de la classe des COV émises par les centrales électriques sont également exclues de la présente évaluation. Par contre, les centrales électriques émettent certains éléments et composés métalliques de la classe des matières particulaires qui posent des problèmes de transport à grande distance et de dépôt, aux échelles régionale et continentale. Certains composants des émissions des centrales thermiques (surtout les centrales alimentées à charbon et à mazout) tels que le mercure, l'arsenic et le vanadium, ont fait l'objet d'études d'impact depuis plusieurs années. Bien que les éléments et composés individuels puissent avoir des effets toxiques sur les écosystèmes, il est difficile d'évaluer l'importance des contributions, du point de vue des dommages, des centrales thermiques. On ne dispose pas de suffisamment de données sur les émissions de PAD particulaires des centrales individuelles dans chaque province ni sur leur contribution éventuelle aux dommages environnementaux pour les inclure explicitement dans la présente analyse. C'est pourquoi les PAD particulaires ont été exclus de cette évaluation. Cette exclusion ne doit pas être considérée comme un indicateur de leur importance environnementale potentielle dans un contexte plus large. Ainsi, des évaluations menées actuellement en Amérique du Nord mettent en relief l'importance des émissions de mercure.

- Par conséquent, les émissions atmosphériques qui sont importantes du point de vue des centrales thermiques et qui sont examinées dans la présente étude sont les émissions d'oxydes d'azote (NO_x), de dioxyde de soufre (SO_2) et de matières particulaires (PM, PM_{10}, PM_{25}). Nous décrirons brièvement la nature de ces polluants et les problèmes qu'ils posent.

  - ***Oxydes d'azote (NO_x) :*** Les NO_z comprennent l'oxyde nitrique (NO) et le dioxyde d'azote (NO_2). Ils ne comprennent pas l'oxyde nitreux (N_2O) qui est un GES. On sait que le NO_2 a des effets directs sur le système respiratoire de l'être humain, mais les effets sur la santé, aux concentrations ordinaires dans l'air ambiant, sont plus faibles que pour les PM, l'ozone ou le SO_2. Jusqu'à récemment, le NO_2 n'était généralement pas considéré comme étant associé à une mortalité accrue, bien que certaines études aient révélé un lien entre l'exposition au NO_2 et la mortalité (dont une étude sur les villes canadiennes menée par Santé Canada).

La principale préoccupation au sujet des émissions de NO_x concerne leur association avec des COV chimiquement réactifs. Elles agissent alors comme des précurseurs de la formation d'ozone troposphérique par réactions chimiques dans l'atmosphère (les jours chauds et ensoleillés). Une partie des NO_x émis est aussi convertie dans l'atmosphère en acide nitrique (et en de nombreux autres composés semblables). L'acide nitrique réagit avant tout avec l'ammoniac contenu dans l'air pour former des particules de nitrate d'ammonium que l'on retrouve dans la fraction fine des matières particulaires ($PM_{2,5}$). Les émissions de NO_x sont donc également considérées comme des précurseurs de $PM_{2,5}$. Les nitrates contribuent aux dépôts acides dans certaines régions du Canada où le transport à grande distance des polluants atmosphériques est important, notamment du Manitoba vers l'est.

La participation des NO_x à des réactions chimiques pour former de l'ozone ou des $PM_{2,5}$ dépend dans une large mesure de l'existence des conditions atmosphériques nécessaires dans la région traversée par les émissions au gré du mouvement des masses d'air. D'une façon générale, les réactions secondaires avec les NO_x seront importantes dans les régions du Canada où les concentrations d'ozone ou de nitrates secondaires sont déjà élevées, ou dans les régions où les pluies acides constituent déjà un problème.

Jusqu'à récemment, l'ozone était considéré comme un problème en raison de ses effets néfastes sur le système respiratoire de l'être humain et sur la végétation (notamment les cultures) dans certaines régions du Canada (la partie inférieure de la vallée du Fraser en Colombie-Britannique, le corridor Windsor-Québec en Ontario et au Québec, et la partie sud des provinces de l'Atlantique). Toutefois, selon l'évaluation scientifique réalisée dans le cadre du processus d'élaboration de normes pancanadiennes, l'ozone pourrait également être associé à une mortalité élevée.[39]

Les centrales thermiques émettent de grandes quantités de NO_x et, compte tenu des impacts susmentionnés sur l'environnement et la santé, les émissions de NO_x sont considérées importantes dans la présente évaluation.

- ***Dioxyde de soufre (SO_2) :*** Le dioxyde de soufre est connu pour ses effets directs sur le système respiratoire de l'être humain, mais aux concentrations actuelles dans l'air ambiant au Canada, le lien est généralement faible. Le SO_2 est surtout associé à la morbidité (maladies), plutôt qu'à la mortalité (mort prématurée). Cependant, certaines études ont mis en évidence une association entre l'exposition au SO_2 et la mortalité. Comme dans le cas des NO_x, une partie du SO_2 émis est transformée dans l'atmosphère en acide sulfurique, qui réagit à son tour avec l'ammoniac pour former des sulfates dans la fraction $PM_{2,5}$. Le

[39] Ozone troposphérique. Résumé du rapport d'évaluation scientifique, document de consultation préliminaire. *Groupe de travail fédéral-provincial chargé des directives et des objectifs visant la qualité de l'air, mars 1999.*

transport sur de longues distances et le dépôt des sulfates jouent également un rôle dominant dans l'acidification des précipitations. L'acide sulfurique réagit beaucoup plus rapidement avec l'ammoniac disponible que l'acide nitrique de telle sorte que, si les émissions de soufre sont réduites à travers le Canada, une plus grande quantité d'ammoniac devient disponible pour réagir avec l'acide nitrique, ce qui se traduit par la formation d'une plus grande quantité de nitrates.

Les centrales thermiques à charbon et à mazout émettent de grandes quantités de SO_2 et, compte tenu des impacts susmentionnés, ces émissions sont considérées importantes dans la présente évaluation.

- ***Matières particulaires (PM, PM_{10}, $PM_{2,5}$) :*** Au cours des dernières années, on a découvert un lien très important entre, d'une part, les fractions fines des matières particulaires (PM_{10} et $PM_{2,5}$) et, d'autre part, la morbidité et la mortalité humaines. Des concentrations de PM_{10} dans l'air ambiant sont étroitement associées à un accroissement de la mortalité (tout particulièrement à la suite de maladies respiratoires et cardiovasculaires). La plupart des chercheurs dans ce domaine considèrent que les matières particulaires fines ($PM_{2,5}$ ou plus fines, avec une sous-fraction de PM_{10}) constituent le facteur le plus important dans le lien direct observé entre l'exposition aux matières particulaires contenues dans l'air ambiant et la mort précoce. Tant les émissions directes que la formation indirecte ou secondaire de PM_{10} et $PM_{2,5}$ contribuent à la présence de matières particulaires dans l'air ambiant.

  Dans les évaluations économiques des dommages dus à la pollution atmosphérique qui ont été réalisées au cours des dernières années,[40] les matières particulaires ont eu un plus grand poids que l'ozone et les émissions directes de NO_x et SO_2 dans l'évaluation des coûts des dommages, principalement à cause du lien entre les matières particulaires et la mortalité humaine. La valeur élevée attribuée aux dommages causés par les matières particulaires résulte de l'importance accordée à la mort précoce dans ces études. S'il était vérifié, comme de récentes études le suggèrent, que l'ozone, le SO_2 et le NO_2 sont indépendamment liés à une augmentation de la mortalité, une plus grande importance serait accordée aux contributions de ces polluants dans l'évaluation des dommages. Le coût des dommages associés à un polluant est plus important lorsqu'il est démontré que ce polluant contribue notablement à un accroissement de la mortalité, plutôt qu'à une plus grande morbidité seulement.

Les centrales thermiques (principalement les centrales à charbon et à mazout) émettent à la fois des matières particulaires (émissions primaires) et des précurseurs de matières particulaires (émissions secondaires). Par conséquent, la présente étude tient compte de ces polluants. Les émissions dues à la combustion (contrairement aux émissions

---

[40] *Voir, par exemples, les documents suivants :* « Economic Analysis of Air Quality Improvement in the Lower Fraser Valley (Volume 1 : Main Report) », *BOVAR-Concord Environmental, novembre 1995;* « Health and Environmental Impact Assessment Panel Report », *Joint Industry/Government Study, Sulphur in Gasoline and Diesel Fuels, juin 1997 (mise à jour en avril 1998);* « The Benefits and Costs of the Clean Air Act, 1970 to 1990, *US Environmental Protection Agency, novembre 1997.*

fugitives) dans les centrales électriques se situent généralement dans la fraction PM_{10} (les émissions fugitives se situent généralement dans les fractions $PM_{2,5}$ et plus fines). Aux fins de la présente évaluation, les changements dans les émissions primaires de matières particulaires concernent les PM_{10}. Les changements dans les émissions secondaires de matières particulaires concernent les $PM_{2,5}$.

Méthodologie de l'évaluation : Afin de quantifier les impacts dus aux NO_x, à SO_2 et aux matières particulaires, on a calculé les changements dans les quantités de ces émissions (en tonnes). En ce qui concerne les émissions primaires, on a multiplié les coefficients d'émission moyens provinciaux pour les centrales existantes et les nouvelles centrales, pour chaque technologie, par les variations estimées de la production des centrales thermiques existantes et des nouvelles centrales. L'importance relative des variations concomitantes des émissions est alors indiquée par rapport à l'Inventaire national des émissions de 1995, pour chaque polluant (par province) – voir l'appendice A. En ce qui concerne les émissions secondaires, on a appliqué des facteurs de conversion approximatifs aux pourcentages annuels, établis récemment dans le cadre de l'étude conjointe industrie-gouvernement sur le soufre dans l'essence et le diesel.[41] Les taux de conversion suivants ont été utilisés dans la présente étude, pour la conversion de SO_2 en sulfates particulaires (sous forme de sulfate d'ammonium). On a estimé que les taux de conversion des NO_x en nitrates particulaires (sous forme de nitrate d'ammonium) équivalaient à environ un tiers des taux correspondants pour le SO_2.

Ces facteurs, qui s'appliquent aux région urbaines, peuvent être considérés, aux fins de la présente étude, comme représentatifs des facteurs dans les provinces respectives et dans les provinces présentant des caractéristiques semblables.

---

[41] Atmospheric Science Expert Panel Report. *Joint Industry/Government Study : Sulphur in Gasoline and Diesel Fuels*, 14 août 1997

Tableau C- 1

Taux de conversion chimique secondaire pour SO_2 et NO_x

Région urbaine	Taux de conversion chimique moyens annuels	
	[SO_2 => $(NH_4)_2SO_4$, %/an]	[Approx. NO_x => NH_4NO_3, %/an]
Vancouver	1,6	0,5
Edmonton	0,94	0,3
Winnipeg	0,15	0,05
Toronto	5,0	1,7
Montréal	2,8	0,9
Saint John	2,4	0,8
Halifax	4,2	1,4

Les impacts des émissions primaires et secondaires calculés ci-dessus comprennent les impacts associés au secteur de l'électricité. Pour illustrer les effets du cycle complet du combustible, les coefficients d'émissions pour les processus en amont – production, traitement et transport – sont appliqués et indiqués séparément.

L'importance du changement dans l'ampleur des émissions varie selon le type de polluant et l'emplacement de la source. En général, les émissions qui sont étroitement liées à un accroissement de la mortalité (comme les matières particulaires) sont beaucoup plus importantes que les autres. Selon des estimations récentes, les coûts des dommages associés aux matières particulaires sont, à poids égal, de 100 à 1000 fois plus élevés que les coûts associés aux NO_x et à SO_2. Si, comme des études le suggèrent, le lien entre l'ozone gazeux, le NO_2 et le SO_2, d'une part, et la mortalité, d'autre part, se précise, ce rapport changera.

La fréquence des impacts sur la santé dépend beaucoup de l'emplacement de la source. La proximité de zones urbaines densément peuplées est critique puisque cela détermine le nombre de personnes exposées et, partant, le nombre de cas prévus de maladies ou de morts prématurées. Par conséquent, d'une manière générale, les impacts des changements dans les émissions sur la population varie considérablement entre les régions urbaines et les régions rurales. Par exemple, BC Hydro évalue le coût social des émissions en milieu rural à un dixième du coût des émissions en milieu urbain.[42] Ce rapport est basé sur la population exposée. En fait, les impacts des produits secondaires des émissions peuvent être plus graves dans les zones rurales que dans les zones urbaines en raison des effets du transport atmosphérique.

La formation d'ozone troposphérique et de matières particulaires secondaires susceptibles d'avoir un impact sur les populations humaines dépend de l'existence, dans la région où ont lieu les émissions, de conditions atmosphériques favorables aux réactions chimiques à l'origine de cette formation. En conséquence, aux fins de la présente étude, on considère que les émissions donnant lieu à la formation de polluants secondaires sont particulièrement importantes dans les régions du Canada désignées critiques dans le

[42] *BC Hydro, Resource Acquisition Policy, 1994.*

programme fédéral de gestion du smog, soit la basse vallée du Fraser en Colombie-Britannique, le corridor Windsor-Québec en Ontario et au Québec, et la partie sud des provinces de l'Atlantique (Nouveau-Brunswick et Nouvelle-Écosse).

Les effets du transport à grande distance des polluants atmosphériques (TGDPA) dépendent à la fois des propriétés chimiques de l'atmosphère dans laquelle les polluants sont transportés et de la sensibilité des écosystèmes récepteurs. Étant donné que le TGDPA donne lieu à des réactions chimiques produisant des particules fines secondaires dans la fraction $PM_{2,5}$, le transport régional et continental a également des effets sur la santé humaine. Au Canada, on considère que le TGDPA est surtout important du Manitoba vers l'est du pays.

Tableau C- 2

Résumé concernant les émissions atmosphériques

Indicateurs	Problèmes	Importance
NO_x (tonnes)	Système respiratoire Visibilité Précurseur d'ozone Dépôt acide (TGDPA) Précurseur de $PM_{2,5}$	Surtout dans les zones urbaines désignées critiques dans le cadre du programme fédéral de gestion du smog. TGDPA surtout du Manitoba vers l'est.
SO_2 (tonnes)	Système respiratoire Visibilité Dépôt acide (TGDPA) Précurseur de PM2.5	Surtout dans les zones urbaines. TGDPA surtout du Manitoba vers l'est. Impacts potentiels sur les forêts.
PM, $PM_{2,5}$, PM_{10} (émissions primaires et secondairse, en tonnes)	Système respiratoire, mortalité Visibilité	Surtout dans les zones urbaines.

Autres catégories d'impact

La construction et l'exploitation de nouvelles installations de production d'électricité – énergie hydraulique, gaz, énergie éolienne, biomasse – et de transport ont une large gamme d'effets potentiels sur l'environnement.

En ce qui concerne les centrales hydroélectriques, ce sont les impacts liés à l'inondation des terres et au débit des cours d'eau qui ont tendance à dominer. L'inondation des terres et variations des débits peuvent avoir des répercussions sur les ressources halieutiques et aquatiques, les forêts, l'agriculture, la faune, les loisirs, le tourisme et les sites archéologiques. Ces impacts sur les ressources peuvent à leur tour avoir des incidences sur les populations et les collectivités qui dépendent de ces ressources pour leurs activités traditionnelles et commerciales, ainsi que pour leurs loisirs. Les collectivités peuvent également être directement affectées par d'autres effets tels que les déplacements de population, les constructions et d'autres travaux de développement.

Pour tous les types de projet, des impacts importants peuvent découler de la confiscation des terres tant pour la construction elle–même que pour les emprises (routes ou lignes de transport). La confiscation des terres dans le cadre d'un projet électrique peut influer

directement sur les ressources et les activités connexes, selon la nature des terres en question. Dans le cas de nouvelles emprises, il peut également y avoir des incidences sur les terres et les ressources adjacentes à cause de changements dans les voies d'accès, surtout dans les régions éloignées.

La construction de nouvelles installations peut avoir d'autres types d'impact liés, par exemple, à la gestion des déchets, aux rejets d'eau, au bruit et à d'autres aspects de l'exploitation. Cependant, ces impacts sont généralement gérés dans des limites acceptables, sans problème résiduel important pour l'environnement.

Comme nous l'avons mentionné précédemment, les impacts importants sont classés dans trois catégories : i) inondation et autres impacts sur les terres; ii) débit et qualité de l'eau et iii) impacts sur la collectivité et qualité de la vie.

En ce qui concerne les terres, le principal indicateur est la superficie concernée (hectares ou, dans le cas des emprises, kilomètres). La nature et l'importance de ces impacts dépendent de la façon dont les ressources et l'utilisation des ressources sont affectées. Dans la mesure du possible, un bref résumé est fourni à cet égard.

Pour ce qui est du débit et de la qualité de l'eau, les impacts sont décrits en termes qualitatifs seulement, avec un résumé des effets particuliers sur les ressources halieutiques. De même, en ce qui a trait à la collectivité, les impacts sont décrits en termes qualitatifs, avec une indication des principaux problèmes ou domaines d'intérêt qui ont été répertoriés. Les impacts finaux dépendront de la conception du projet, des mesures d'atténuation et des stratégies de mise en œuvre qui, pour un grand nombre des projets concernés par les options, n'ont pas encore été déterminées.

Tableau C- 3

Autres catégories d'impacts

	Indicateurs	**Problèmes**	**Importance**
Inondation et autres impacts sur les terres	Hectares Km pour les emprises	Impacts sur les ressources et l'utilisation des ressources	Dépend de l'utilisation actuelle des terres, des caractéristiques des ressources ainsi que de la nature et de l'ampleur des effets
Débit et qualité de l'eau	Qualitatifs	Ressources halieutiques et utilisation	Dépend des caractéristiques des ressources ainsi que de la nature et de l'ampleur des effets
Collectivité	Qualitatifs	Activités traditionnelles et commerciales Infrastructure et services Déplacement	Dépend des impacts sur les ressources, des caractéristiques de la collectivité ainsi que de la conception du projet, des mesures d'atténuation et des stratégies de mise en œuvre

Évaluation des impacts

Centrales thermiques

Émissions atmosphériques

Dans le tableau C-4, les coefficients d'émission estimés des centrales existantes alimentées avec des combustibles fossiles et de la biomasse sont indiqués par province et par combustible. Les estimations provinciales sont des moyennes pondérées des valeurs correspondant aux différentes centrales dans chaque province. Ces estimations ont été calculées à partir de données provenant d'une base de données confidentielle sur les facteurs d'émission en 1995 d'Environnement Canada, de communications privées et d'autres sources précisées dans le tableau.

Comme le montre le tableau, les principaux impacts en ce qui concerne les émissions, notamment pour le SO_2 et les matières particulaires, sont associés aux centrales alimentées à charbon et à mazout. Pour les centrales à charbon, les facteurs d'émission des NO_x sont très semblables d'une province à une autre; par contre, les facteurs d'émission pour le SO_2 et les matières particulaires reflètent les différences dans la composition du combustible et la technologie antipollution à travers le pays.

Le tableau n'indique que les facteurs d'émission primaires, directs, à la sortie de la cheminée. Les émissions associées aux opérations en amont sont examinées plus loin. Pour tenir compte de la formation de polluants secondaires à partir des NO_x et du SO_2 (nitrates et sulfates), on a utilisé les taux de conversion estimés particuliers à chaque province. Les résultats de l'estimation des quantités de matières particulaires sont examinés dans le chapitre suivant.

Les abréviations utilisées dans le tableau C-4 pour désigner les diverses technologies sont les suivantes :

CVS = cycle vapeur simple (chaudières à vapeur)

TGCS = turbine à gaz à cycle simple (pas d'unité à cycle vapeur)

TGCC = turbine à gaz à cycle combiné (avec unité à cycle vapeur intégrée)[43]

---

[43] *Aux fins de la présente étude, on considère que les taux d'émission de polluants communs pour les TGCC et les TGCC avec cogénération (TGCC/cogén.) sont identiques.*

Tableau C- 4

Facteurs d'émission à la sortie de la cheminée pour les centrales électriques existantes alimentées avec des combustibles fossiles et de la biomasse, par province et par technologie (kg/MWh)[1]

Province	Charbon (conventionnel)[5]			Gaz (CVS)			Gaz (TGCS)			Gaz (TGCC), SCR ou faibles NO_x			Mazout			Biomasse		
	NO_x	SO_2	PM	NO_x	SO_2	PM	NO_x	SO_2	PM	NO_x	SO_2	PM	NO_x	SO_2	PM	NO_x	SO_2	PM
C.-B.[2]	S.O.	S.O.	S.O.	0,07	0,002	0,02	0,4	0,002	0,02	0,4	0,002	0,02				3,1	0,14	0,58
Alberta[3]	2,1	3,7	0,22	0,95	0,004	0,02				0,4	0,002	0,02						
Saskatchewan[4]	3,6	8,8	4,5	0,7	0	0,01												
Manitoba	3,2	5,9	7,7															
Ontario[6]	2,5	4	0,29										1,2	1,9	0,01	3,1	0,14	0,58
Québec																		
N.-B.	2,1	7,8	0,1										2,7	12,7	0,1			
N.-É.	3,1	18	0,24										1,6	9,9	0,22			
T.-N. et Lab.													1,9	9,7	0,78			
Î.-P.-É.[7]													2,1	10,8	0,37			

1. Données provenant de la base de données sur les facteurs d'émission pour 1995 d'Environnement Canada et de G. Ross & D. Rose (communication privée), à moins d'indication contraire.
2. Certaines données proviennent d'évaluations récentes de centrales récemment mises en service ou en cours de construction.
3. La plupart des valeurs proviennent du document intitulé « Fuel Cycle Emissions Analysis…in Alberta, Canada » (Alberta DOE, et coll., 1997)
4. Certaines données proviennent du document intitulé « Levelized Cost and Full Fuel-Cycle Environmental Impacts of Saskatchewan's Electric Supply Options » (Sask. Energy Conserv. & Dev. Authority, 1994) cité dans le rapport du ministère de l'Énergie de l'Alberta (1997).
5. Charbon bitumineux, charbon subbitumineux, lignite, selon le combustible dominant dans la province.
6. On suppose que les facteurs pour la biomasse sont les mêmes qu'en Colombie-Britannique.
7. Valeurs moyennes N.-B./N.-É./T.-N. pour le mazout.

Le tableau C-5 présente les coefficients d'émission estimés pour les nouvelles centrales électriques alimentées au gaz et à la biomasse. Il s'agit uniquement des émissions directes à la sortie de la cheminée. De même, il n'est pas tenu compte du combustible fossile déplacé dans les installations de cogénération car les calculs correspondants doivent être effectués installation par installation.

Tableau C- 5

Facteurs d'émission pour les nouvelles centrales électriques alimentées au gaz et à la biomasse (kg/MWh)

Technologie***	NO_x	SO_2	PM	Provinces concernées*
TGCC/SCR ou faibles NOx**	0,034	0,002	0,01	C.-B., Ont., N.-B., N.-É.
TGCC/faibles NOx* (TGCS)	0,11 ident.	0,002 ident.	0,01 ident.	Alb., Sask.
CIGCC+++	0,18	0,01	0,02	Toute prov. dans laquelle sont déployées de nouvelles technologies avancées du charbon
Biomasse++	3,1	0,14	0,58	C.-B., Ont.

*Selon que la province se trouve dans une région où l'objectif de qualité de l'air n'est pas atteint.

**Spécification pour l'équipement qui sera installé après 2000 (BC Hydro Power Supply Engineering, fournisseurs actuels)

*** On suppose que les émissions sont les mêmes pour les technologies TGCC et TCGG/cogén.

+« Full Fuel Cycle Emissions Analysis of Existing and Future Electric Power Generation Options in Alberta, Canada », ministère de l'Énergie de l'Alberta et un consortium d'intervenants du secteur de l'énergie représentant tous les principales centrales (combustibles fossiles, énergie éolienne); non daté (ca. 1997).

++On suppose que les facteurs d'émission pour la biomasse des déchets de bois ne changeront pas d'ici à 2010.

+++ Centrale à gazéification intégrée et cycle combiné (« technologie avancée du charbon »). Les scénarios de modélisation retenus actuellement par le modèle MARKAL ne tiennent pas compte des nouvelles installations utilisant la technologie avancée du charbon, mais ils pourraient le faire prochainement. Les facteurs d'émission sont indiqués afin de compléter le tableau.

Le tableau C-6 indique des facteurs d'émission de NO_x et SO_2 typiques pour les centrales à charbon et à gaz naturel en Alberta. Les facteurs d'émission pourraient être un peu plus élevés, notamment en ce qui concerne les NO_x, pour les centrales à gaz dans les autres provinces en raison d'une plus grande consommation de combustible liée au transport. Les estimations sont basées sur un rapport produit par le ministère de l'Énergie de l'Alberta concernant le cycle complet du combustible.

Les impacts en amont pour le charbon sont très faibles. Les émissions représentent approximativement 1 % des émissions typiques de NO_x sur le cycle complet du combustible, et moins de 0,1 % des émissions typiques de SO_2. En ce qui concerne le gaz, les émissions en amont de NO_x et SO_2 sont importantes : elles représentent normalement un tiers des émissions de NO_x sur le cycle complet dans le cas d'un cycle simple (plus de 50 % pour le cycle combiné) et presque la totalité des émissions de SO_2 sur le cycle complet.

Tableau C- 6

Facteurs d'émission de NO_x et SO_2 en amont (kg/MWh)*

	NO_x	SO_2
Charbon	0,03	0,005
Gaz	0,44	0,65

* ***Full Fuel Cycle Emissions Analysis of Existing and Future Electric Power Generation Options in Alberta, Canada,*** ministère de l'Énergie de l'Alberta et un consortium d'intervenants du secteur de l'énergie représentant tous les principales centrales (combustibles fossiles, énergie éolienne); non daté (ca. 1997).

Autres impacts

Nouvelles centrales à gaz : Les autres impacts des nouvelles centrales alimentées en gaz seront associés principalement à la confiscation de terres additionnelles à des fins industrielles. Les installations seront généralement situées à proximité des gazoducs et le plus près possible des centres de chargement. Les installations de cogénération industrielles sont souvent situées sur des terrains déjà occupés par les installations à vapeur. Par exemple, en Colombie-Britannique, deux installations de cogénération industrielles récemment construites produiront 240 MW d'électricité (avec cogénération de vapeur) sur des sites industriels d'environ 150 m x 150 m (2,25 ha). Les centrales de cogénération municipales devraient être installées avec d'autres services communautaires, ou à proximité, de telle sorte que des normes rigoureuses sur les émissions seront probablement spécifiées.

On peut s'attendre à d'autres impacts résiduels pour la collectivité, tel un accroissement des niveaux de bruit, mais ces impacts sont considérés négligeables aux fins de la présente étude, car les installations seront situées principalement sur des terrains industriels. Les turbines à gaz risquent d'être plus bruyantes que les chaudières à vapeur classiques, mais des progrès sont accomplis dans la technologie anti-bruit de telle sorte que ces effets pourraient être atténués. De toute façon, ces problèmes seront considérés au moment de l'évaluation environnementale, que cette dernière soit réalisée en vertu d'une loi provinciale ou de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale.* Avec les installations communautaires, il faudra prêter une attention particulière aux impacts résiduels, mais ces derniers ne peuvent être évalués à ce moment-ci.

Nouvelles centrales alimentées en biomasse : Les centrales alimentées en biomasse auront une production généralement inférieure à celle des centrales à gaz naturel, mais elles occuperont un terrain relativement plus important à cause du stockage du combustible, qu'il s'agisse de déchets de bois, de déchets domestiques ou d'un autre combustible obtenu à partir de déchets. La large gamme possible de conceptions des installations rend impossible l'estimation de la superficie requise. Les installations alimentées avec des déchets de bois seront généralement situées près des sources de déchets, à savoir les usines utilisant les produits de la forêt. On peut donc s'attendre à ce qu'elles soit situées dans des zones moins densément peuplées que les villes et sur des terrains industriels.

Dans les impacts potentiels sur la collectivité des centrales à biomasse, il convient d'inclure ceux liés au transport des déchets. Une grande partie de ces déchets (déchets de bois et déchets domestiques) est déjà transportée par camion sur une distance plus ou moins longue, de telle sorte que le problème qui se posera pour la collectivité est celui d'une circulation accrue de camions. Pour une centrale donnée en Colombie-Britannique, on a estimé qu'il fallait compter 50 voyages de camion par GWh d'électricité produite à partir des déchets de bois (distance moyenne : 130 km aller-retour). Tous ces voyages ne seraient pas nouveaux, puisqu'il faut déjà transporter les déchets de bois vers les installations d'incinération ou de stockage.

Hydroélectricité

Il n'existe pas de projet hydroélectrique « typique » à partir duquel on puisse estimer des coefficients généraux concernant les impacts. Les projets et leurs répercussions varieront considérablement selon leur taille, leur emplacement et le type d'installation. Des données disponibles sur les impacts d'un certain nombre de projets sont présentées dans l'appendice B. La nature et la portée des impacts que l'on peut déduire de ces données sont résumées ci-dessous.

Inondation

- Limitée ou nulle dans le cas des petites centrales hydroélectriques et des ajouts à des centrales existantes.
- Importante pour de nouvelles grandes centrales
  - 4 400 ha pour le projet Peace (4,9 ha par MW)
  - 19 000 ha pour le projet Rapids/Wintego (57,6 ha par MW)
  - 6 200 ha pour les volets 1 et 2 du projet de Manitoba Hydro (de 0 à 7,3 ha par MW pour les différents projets)
  - 350 000 ha pour les projets prévus au Québec (38,9 ha par MW)

Autres impacts sur les terres

- Les lignes de transport connexes vont de moins d'un kilomètre pour les petites centrales à un réseau de près de 800 km pour les grands projets dans les régions nordiques
  - 76 km le long d'une emprise existante pour le projet Peace C
  - 320 km pour le projet Rapids/Wintego
  - jusqu'à 800 km pour les projets de Manitoba Hydro
- Dans certains cas, il faudra prévoir de nouvelles emprises.

Débit et qualité de l'eau

- Impacts en aval sur les niveaux d'eau et, dans certains cas, sur la température de l'eau
- Perte d'aires de ponte affectant certaines espèces de poisson et les activités connexes
- Dans certains cas, changements dans la composition des ressources halieutiques

- Impacts sur l'approvisionnement alimentaire et sur l'habitat affectant les ressources fauniques et les activités connexes
- Impacts sur les plantes de rivage, les marécages et autres types de végétation

Impacts sur les collectivités

- Déplacements de familles dans le cas de certains grands projets; impacts à court terme sur l'infrastructure et les services pendant la construction; impacts sur la pêche commerciale et traditionnelle, la trappe et la chasse.
- Dans pratiquement tous les cas, des ententes devront être signées avant la mise en route du projet, concernant les stratégies appropriées et acceptables d'atténuation des impacts et les compensations offertes aux collectivités concernées.

Les impacts liés à l'inondation de terres et les autres impacts sur les terres sont généralement ceux qui ont le plus de répercussions sur les ressources et sur l'utilisation de ces ressources. Toutes les ressources peuvent être touchées : ressources halieutiques, faune, oiseaux aquatiques, forêts, agriculture, ressources archéologiques, loisirs, tourisme. Certaines ressources diminuent ou se perdent, mais, très souvent, c'est l'ensemble qui est touché, certaines ressources et possibilités étant améliorées, tandis que d'autres sont compromises.

Les valeurs économiques nettes des impacts sur les ressources sont souvent faibles par rapport au coût total du projet. De fait, il arrive parfois que la valeur économique des ressources augmente (par exemple avec la coupe de bois commercialisable, l'ouverture de voies d'accès à de nouveaux lieux touristiques et récréatifs). Toutefois, les impacts sur la collectivité et les ressources traditionnelles peuvent être très importants pour les groupes concernés et il convient d'établir des stratégies d'atténuation et de compensation convenables avant d'entreprendre la mise en œuvre du projet.

Énergie éolienne

Les impacts environnementaux associés aux éoliennes sont relativement mineurs, au moins à l'échelle actuelle des installations.

Toutefois, les parcs d'éoliennes occupent des superficies importantes. Ces superficies varient, mais, en Alberta par exemple, on estime qu'il faut compter 8 ha par MW.[44] Seul un faible pourcentage de cette superficie (1 % à 5 %, ou 0,08 à 0,4 ha) est occupé par les éoliennes et l'équipement auxiliaire, le reste restant disponible pour être utilisé comme avant. Néanmoins, dans certaines régions et pour certains usages ou certaines considérations (loisirs, considérations esthétiques), c'est toute la zone qui est touchée.

Parmi les autres impacts de l'utilisation de l'énergie éolienne, notamment avec les anciennes installations, citons les morts d'oiseaux et le bruit. Il est possible d'atténuer les effets sur les oiseaux en choisissant correctement l'emplacement et la conception des tours. Le problème du bruit est moins important avec les nouveaux types d'éolienne.

---

[44] *Nor'Wester Energy Systems Ltd., mars 1994. Economic Characteristics of Large Scale Wind Energy Development in Alberta, CANMET, Centre de la technologie de l'énergie.*

Construction de nouvelles lignes de transport

Il faudra construire de nouvelles lignes de transport pour connecter les nouvelles centrales au réseau et pour faciliter le commerce accru de l'électricité.

Les largeurs des emprises varient selon le type de ligne. Les connexions avec certaines petites centrales requièrent une emprise de 30 m de large. Les lignes importantes de 500 kV nécessitent des emprises de 75 m de large.

La création d'une nouvelle emprise peut avoir des répercussions sur les déplacements des animaux sauvages. L'ouverture de nouvelles voies d'accès peut également avoir des répercussions sur les activités récréatives et la chasse.

On s'interroge également au sujet des effets des champs magnétiques et électriques sur la santé. L'utilisation d'herbicides pour l'entretien des emprises est aussi une source de préoccupations.

Impacts des changements de composition du parc électrogène dans le cadre des différents scénarios

La Table de l'électricité a examiné les changements qui devaient être apportés au parc électrogène pour atteindre les objectifs de limitation des émissions de GES à 94 % et 80 % des niveaux de 1990 grâce à une tarification des émissions. Afin d'illustrer les effets des différentes hypothèses sur les changements, elle a examiné divers scénarios en ce qui concerne la demande, le prix du gaz, les capacités nucléaire et hydroélectrique existantes ainsi que le coût de la capture et du stockage du CO_2. La présente étude porte sur les impacts globaux des changements correspondant aux différents scénarios sur l'environnement et la santé. Les hypothèses sur lesquelles reposent les divers scénarios sont décrites de façon relativement détaillée dans l'annexe B.

Les principales hypothèses du scénario de référence sont les suivantes :

- la demande croît selon les prévisions de Ressouces naturelles Canada;
- le prix du gaz de l'Alberta atteint 2,25 $/GJ en 2020;
- aucune nouvelle centrale nucléaire n'est construite, mais toutes les centrales de l'Ontario sont remises en état tel que prévu;
- une séquestration illimitée du CO_2 est possible à raison de 38 $/t, avec une séquestration limitée possible pour la récupération assistée du pétrole, à raison de 13 $/t.

Dans un scénario « composite », on suppose des taux de croissance de la demande plus élevés et des prix du gaz beaucoup plus élevés. Ce scénario permet également la construction de nouvelles centrales nucléaires dès 2010. Dans un scénario « sans Bruce-A », on suppose que les réacteurs de cette centrale (soit une capacité de production de près de 3 GW) ne sont pas remis en service. Enfin, deux scénarios avec capture et séquestration du carbone supposent des capacités de séquestration à bas coût du CO_2 supérieures à celles du scénario de référence.

Émissions atmosphériques

Les variations de la production d'électricité estimées pour l'année 2010 donnent lieu à des changements dans les émissions atmosphériques, qui sont indiqués, par province, dans le tableau C-7. Dans tous les cas, on observe des réductions de la production d'électricité à partir de charbon et de mazout, et des augmentations de la production dans des centrales à gaz à cycle combiné et de la production à partir de biomasse.

L'effet net est une réduction importante des émissions atmosphériques dans toutes les provinces dotées de centrales à charbon et à mazout, et au Canada dans son ensemble, comme le montre le tableau C-7 ci-dessous. Par exemple, la mise en œuvre de mesures pour réduire de 6 % les émissions de GES, dans le scénario de référence, se traduit par une réduction, dans tout le Canada, de 72 000 t des émissions de NO_x, de 189 000 t des émissions de SO_2, de 8 000 t des émissions primaires de matières particulaires (PM_{10}) et de 9 000 t des émissions secondaires. Les scénarios qui donnent lieu aux plus grandes réductions de la production d'électricité à partir de charbon (par exemple, le scénario composite et le scénario sans Bruce-A) sont ceux pour lesquels les réductions d'émissions

globales sont les plus importantes. Les scénarios pour lesquels la réduction de la production d'électricité à partir de charbon est moindre (par exemple, les scénarios avec de plus grandes possibilités de séquestration) donnent lieu à des réductions d'émissions moins importantes.[45] Les petites variations (inférieures à 100 t/an) sont inscrites dans le tableau sous forme de zéros.

Comme le montre le tableau C-7, les réductions des émissions de NO_x et de SO_2 sont relativement importantes en Alberta, en Saskatchewan, en Ontario, au Nouveau-Brunswick et en Nouvelle-Écosse. Les réductions des émissions de matières particulaires sont importantes en Alberta et en Saskatchewan. C'est seulement en Colombie-Britannique que l'on observe une augmentation importante des émissions.

Il convient de souligner qu'il n'a pas été tenu compte des rajustements éventuels de la qualité des combustibles dans le contexte l'évaluation des conditions de marché, comme les rajustements liés à la différence de prix entre le charbon à faible teneur en soufre (charbon de l'Ouest) et le charbon à haute teneur en soufre (charbon de l'Est). De tels rajustements sont concevables aux niveaux d'exploitation des centrales à charbon, qui sont beaucoup plus bas dans les différents scénarios.

Aucun rajustement n'a été apporté aux taux d'émission dans les scénarios avec stockage du CO_2. L'élimination physique du CO_2 des gaz de cheminée entraînera une certaine baisse d'efficacité énergétique qui pourrait peut-être atteindre de 5 à 10 % de la production de la centrale. Il en résulterait un accroissement du taux relatif d'émission des autres polluants, à peu près dans les mêmes proportions. Par contre, l'installation d'un dispositif d'élimination du CO_2 peut accélérer la mise en œuvre de technologies avancées pour l'élimination des autres polluants. Ces effets sont très variables selon les technologies et, partant, il n'en a pas été tenu compte ici.

Afin de mettre les réductions d'émissions primaires en perspective, nous les avons indiquées dans le tableau 8 sous forme de pourcentage des émissions inventoriées en 1995 dans chaque province et au Canada. Les scénarios de référence, composites et sans Bruce-A donnent lieu à des réductions relatives importantes en ce qui concerne les émissions provinciales, notamment de SO_2. Par exemple, avec les scénarios composites, on obtient des réductions de 84 % et 88 % des émissions de SO_2 en Nouvelle-Écosse. Les autres réductions relatives sont moins spectaculaires, mais elles restent cependant appréciables.

---

[45] *Il est possible que dans les scénarios avec séquestration, des mesures visant à réduire les autres émissions soient mises en œuvre parallèlement à la séquestration du CO_2. Dans de telles circonstances, les réductions seraient supérieures aux valeurs indiquées dans le tableau 4.*

Tableau C- 7

Scénario	C.-B.	ALB.	SASK.	MAN.	ONT.	QC	T.-N.	N.-B.	N.-É.	Î.-P.-É.	CANADA
Référence (6 %)											
NOx	11,6	-59,4	-2,2	0,0	-10,6	0,0	-0,1	-8,7	-4,5	0,0	-72
SO_2	0,5	-107,9	-5,4	0,0	-16,4	0,0	-0,5	-33,0	-26,1	0,0	-189
PM10 (primaires)	2,2	-6,3	-2,7	0,0	-1,1	0,0	0,0	-0,4	-0,3	0,0	-8
PM2,5 (secondaires)	0,1	-2,4	0,0	0,0	-2,0	0,0	0,0	-1,8	-2,4	0,0	-9
Référence (20 %)											
NOx	11,6	-71,2	-5,9	0,0	-36,3	0,0	-0,2	-9,9	-12,6	-0,2	-123
SO_2	0,5	-128,6	-14,2	0,0	-58,4	0,0	-1,0	-39,1	-73,1	-1,2	-315
PM10 (primaires)	2,2	-7,5	-7,2	0,0	-4,0	0,0	-0,1	-0,4	-1,0	0,0	-18
PM2,5 (secondaires)	0,1	-2,9	0,0	0,0	-7,2	0,0	0,0	-2,1	-6,7	0,0	-10
Composite (6 %)											
NOx	11,7	-69,8	-30,4	0,0	-47,3	-2,4	-1,5	-10,3	-24,1	-0,2	-179
SO_2	0,5	-115,3	-77,0	0,0	-76,8	0,0	-7,6	-36,8	-139,9	-1,2	-454
PM10 (primaires)	2,3	-6,9	-39,3	0,0	-5,4	-0,1	-0,6	-0,5	-1,8	0,0	-52
PM2,5 (secondaires)	0,1	-2,6	-0,3	0,0	-9,4	0,0	0,0	-2,0	-12,9	0,0	-27
Composite (20 %)											
NOx	11,1	-62,3	-11,4	0,0	-54,7	-2,8	-1,5	-10,9	-25,3	-0,2	-165
SO_2	0,5	-123,2	-28,9	0,0	-88,6	0,0	-7,7	-36,9	-147,6	-1,2	-433
PM10 (primaires)	2,1	-5,2	-14,7	0,0	-6,2	-0,1	-0,6	-0,5	-1,9	0,0	-27
PM2,5 (secondaires)	0,1	-2,7	-0,1	0,0	-10,9	0,0	0,0	-2,0	-13,6	0,0	-29
Sans Bruce-A (6 %)											
NOx	11,6	-69,8	-4,5	0,0	-8,5	0,0	-0,2	-9,9	-5,2	-0,2	-84
SO_2	0,5	-128,7	-10,7	0,0	-13,3	0,0	-1,0	-39,1	-30,1	-1,2	-223
PM10 (primaires)	2,2	-7,5	-5,5	0,0	-1,0	0,0	-0,1	-0,4	-0,4	0,0	-12
PM2,5 (secondaires)	0,1	-2,9	0,0	0,0	-1,6	0,0	0,0	-2,1	-2,8	0,0	-9
Sans Bruce-A (20 %)											
NOx	11,6	-71,3	-18,9	0,0	-27,8	0,0	-0,2	-9,9	-25,3	-0,2	-140
SO_2	0,5	-129,6	-45,8	0,0	-44,4	0,0	-1,2	-39,1	-147,6	-1,2	-408
PM10 (primaires)	2,2	-7,5	-23,5	0,0	-3,2	0,0	-0,1	-0,4	-1,9	0,0	-34
PM2,5 (secondaires)	0,1	-2,9	-0,2	0,0	-5,5	0,0	-0,0	-2,1	-13,6	0,0	-24
Séquestration 1 (6 %)											
NOx	11,6	-43,9	-1,8	0,0	-10,3	0,0	-0,1	-4-4	-4,2	0,0	-54
SO_2	0,5	-74,7	-4,3	0,0	-16,8	0,0	-0,5	-16,3	-24,3	0,0	-138
PM10 (primaires)	2,2	-4-4	-2-2	0,0	-1,2	0,0	0,0	-0,2	-0,3	0,0	-6
PM2,5 (secondaires)	0,1	-1,7	0,0	0,0	-2,1	0,0	0,0	-0,9	-2,2	0,0	-7
Séquestration 1 (20 %)											
NOx	11,6	-70,3	-2,2	0,0	-18,6	0,0	-0,2	-9,8	-4,5	-0,2	-94
SO_2	0,5	-125,0	-5,4	0,0	-29,5	0,0	-1,0	-39,1	-26,1	-1,2	-227

PM10 (primaires)	2,2	-7,4	-2,7	0,0	-2,0	0,0	-0,1	-0,4	-0,3	0,0	-11
PM2,5 (secondaires)	0,1	-2,8	0,0	0,0	-3,6	0,0	0,0	-2,1	-2,4	0,0	-11
Séquestration 2 (6 %)											
NOx	11,6	-27,5	-1,5	0,0	-10,3	0,0	0,1	-0,5	-4,2	0,0	-36
SO_2	0,5	-42,3	-3,6	0,0	-16,8	0,0	0,5	0,0	-24,3	0,0	-86
PM10 (primaires)	2,2	-2,6	-1,8	0,0	-1,2	0,0	0,0	0,0	-0,3	0,0	-4
PM2,5 (secondaires)	0,1	-1,0	0,0	0,0	-2,1	0,0	0,0	0,0	-2-2	0,0	-5
Séquestration 2 (20 %)											
NOx	11,6	-21,1	-1,5	0,0	-10,3	0,0	0,1	-0,5	-4,2	0,0	-30
SO_2	0,5	-30,3	-3,6	0,0	-16,8	0,0	0,5	0,0	-24,3	0,0	-74
PM10 (primaires)	2,2	1,9	-1,8	0,0	-1,2	0,0	0,0	0,0	-0,3	0,0	-3
PM2,5 (secondaires)	0,1	-0,7	0,0	0,0	-2,1	0,0	0,0	0,0	-2,2	0,0	-5

Les impacts indiqués dans les tableaux C-7 et C-8 concernent seulement les émissions directes (gaz de cheminée). Dans le tableau 6, nous avons indiqué les impacts en amont des NO_x et de SO_2 ainsi que les émissions directes totales au Canada afin de montrer les effets du cycle complet du combustible (avec le scénario de référence et une réduction de 6 %). Comme le montre le tableau C-9, les émissions de NO_x et de SO_2 estimées en amont représentent respectivement 18 % et 11 % des réductions directes estimées. Les émissions en amont abaissent les réductions globales des quantités correspondantes. Par conséquent, le fait de tenir compte des émissions en amont modifie les impacts relatifs de l'abandon d'une source d'énergie pour une autre, mais cela ne change pas l'interprétation basée seulement sur les estimations des émissions directes indiquées dans les tableaux C-7 et C-8.

Tableau C-8

Variations des émissions primaires directes en pourcentage des inventaires provinciaux de 1995

Scénario	C.-B.	ALB.	SASK.	MAN.	ONT.	QC	T.-N.	N.-B.	N.-É.	L.-P.-É.
Référence (6 %)										
NOx	4,4 %	-9,1 %	-1,0 %	0,0 %	-1,9 %	0,0 %	-0,2 %	-13,8 %	-6,2 %	0,0 %
SO_2	0,3 %	-17,7 %	-4,1 %	0,0 %	-2,6 %	0,0 %	-0,7 %	-28,6 %	-15,6 %	0,0 %
PM10	0,7 %	-0,4 %	-0,4 %	0,0 %	-0,1 %	0,0 %	0,0 %	-0,3 %	-0,3 %	0,0 %
Référence (20 %)										
NOx	4,4 %	-10,9 %	-2,7 %	0,0 %	-6,5 %	0,0 %	-0,4 %	-15,8 %	-17,3 %	-2,9 %
SO_2	0,3 %	-21,2 %	-10,8 %	0,0 %	-9,2 %	0,0 %	-1,5 %	-33,8 %	-43,7 %	-46,6 %
PM10	0,7 %	-0,5 %	-1,0 %	0,0 %	-0,4 %	0,0 %	-0,1 %	-0,3 %	-0,8 %	-0,2 %
Composite (6 %)										
NOx	4,4 %	-10,7 %	-14,2 %	0,0 %	-8,5 %	-0,6 %	-3,5 %	-16,5 %	-33,0 %	-2,9 %
SO_2	0,3 %	-19,0 %	-58,7 %	0,0 %	-12,1 %	0,0 %	-11,6 %	-31,8 %	-83,7 %	-46,6 %
PM10	0,8 %	-5,4 %	-5,4 %	0,0 %	-0,5 %	0,0 %	-0,6 %	-0,4 %	-1,8 %	-0,2 %
Composite (20 %)										
NOx	4,2 %	-9,5 %	-5,3 %	0,0 %	-9,8 %	-0,7 %	-3,5 %	-17,3 %	-34,6 %	-2,9 %
SO_2	0,3 %	-20,3 %	-22,0 %	0,0 %	-14,0 %	0,0 %	-11,8 %	-61,9 %	-88,3 %	-46,6 %
PM10	0,7 %	-0,3 %	-2,0 %	0,0 %	-0,6 %	0,0 %	-0,6 %	-0,4 %	-1,7 %	-0,2 %
Sans Bruce-A (6 %)										
NOx	4,4 %	-10,7 %	-2,1 %	0,0 %	-1,5 %	0,0 %	-0,4 %	-15,8 %	-7,1 %	-2,9 %
SO_2	0,3 %	-21,2 %	-8,2 %	0,0 %	-2,1 %	0,0 %	-1,5 %	-33,8 %	-18,0 %	-46,6 %
PM10	0,7 %	-0,5 %	-0,7%	0,0 %	-0,1 %	0,0 %	-0,1 %	-0,3 %	-0,3 %	-0,2 %
Sans Bruce-A (20 %)										
NOx	4,4 %	-10,9 %	-8,8 %	0,0 %	-5,0 %	0,0 %	-0,5 %	-15,9 %	-34,6 %	-2,9 %
SO_2	0,3 %	-21,3 %	-35,0 %	0,0 %	-7,0 %	0,0 %	-1,8 %	-33,8 %	-88,3 %	-46,6 %
PM10	0,7 %	-0,5 %	-3,2 %	0,0 %	-0,3 %	0,0 %	-0,1 %	-0,3 %	-1,7 %	-0,2 %
Séquestration 1 (6 %)										
NOx	4,4 %	-6,7 %	-0,8 %	0,0 %	-1,9 %	0,0 %	-0,2 %	-7,1 %	-5,8 %	0,0 %
SO_2	0,3 %	-12,3 %	-3,3 %	0,0 %	-2,7 %	0,0 %	-0,7 %	-14,1 %	-14,5 %	0,0 %
PM10	0,7 %	-0,3 %	-0,3 %	0,0 %	-0,1 %	0,0 %	0,0 %	-0,2 %	-0,3 %	0,0 %
Séquestration 1 (20 %)										
NOx	4,4 %	-10,8 %	-1,0 %	0,0 %	-3,4 %	0,0 %	-0,4 %	-15,7 %	-6,2 %	-2,9 %
SO_2	0,3 %	-20,6 %	-4,1 %	0,0 %	-4,7 %	0,0 %	-1,5 %	-33,8 %	-15,6 %	-46,6 %
PM10	0,7 %	-0,5 %	-0,4 %	0,0 %	-0,2 %	0,0 %	-0,1 %	-0,3 %	-0,3 %	-0,2 %
Séquestration 2 (6 %)										
NOx	4,4 %	-4,2 %	-0,7 %	0,0 %	-1,9 %	0,0 %	0,2 %	-0,7 %	-5,8 %	0,0 %
SO_2	0,3 %	-7,0 %	-2,8 %	0,0 %	-2,7 %	0,0 %	0,8 %	0,0 %	-14,5 %	0,0 %
PM10	0,7 %	-0,2 %	-0,3 %	0,0 %	-0,1 %	0,0 %	-0,0 %	0,0 %	-0,3 %	0,0 %

Séquestration 2 (20 %)										
NOx	4,4 %	-3,2 %	-0,7 %	0,0 %	-1,9 %	0,0 %	0,2 %	-0,7 %	-5,8 %	0,0 %
SO_2	0,3 %	-5,0 %	-2,8 %	0,0 %	-2,7 %	0,0 %	0.8 %	0,0 %	-14,5 %	0,0 %
PM10	0,7 %	-0,1 %	-0,3 %	0,0 %	-0,1 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	-0,3 %	0,0 %

Tableau C-9

Variations des émissions sur le cycle complet du combustible au Canada

(1000 t/an) / année 2010

Scénario	Gaz de cheminée (directes)	Amont	Total
Référence (6 %)			
NO_x	-72,437	13,183	-59,254
SO_2	-188,644	20,988	-167,565

Tous les scénarios donnent lieu à des réductions appréciables des émissions de polluants atmosphériques communs (PAC) dans les provinces dotées de centrales à charbon. Au Manitoba et au Québec, où l'hydroélectricité domine, les variations des émissions de PAC sont négligeables. La Colombie-Britannique est la seule province où l'on observe une augmentation notable des émissions de PAC, dans tous les scénarios.

L'analyse montre que les émissions de NO_x en Colombie-Britannique augmenteraient d'environ 5 % dans tous les scénarios (en tenant compte des émissions à la sortie de la cheminée et en amont). Bien que ces émissions aient des chances de se produire en dehors de la région critique de la vallée du bas Fraser, une telle augmentation pourrait cependant être importante. Les émissions de SO_2 dans cette province augmenteraient d'un tout petit peu plus que 3 %, principalement en raison des émissions en amont associées au gaz naturel.

Pour les provinces de l'Alberta, de la Saskatchewan, de l'Ontario, du Nouveau-Brunswick et de la Nouvelle-Écosse, les impacts les plus appréciables sont les réductions estimées des émissions de NO_x et SO_2. Les émissions de matières particulaires diminuent, mais ces réductions représentent un faible pourcentage des émissions provinciales. D'après le tableau C-8, avec le scénario de référence (94 %), la réduction des émissions de NO_x est la plus importante au Nouveau-Brunswick, et celle des émissions de SO_2 est la plus importante en Alberta, au Nouveau-Brunswick et en Nouvelle-Écosse. Avec le scénario de référence (80 %), c'est en Alberta, au Nouveau-Brunswick et en Nouvelle-Écosse que les réductions d'émissions de NO_x sont les plus importantes, tandis que les réductions d'émissions de SO_2 sont les plus fortes en Alberta, en Saskatchewan et au Nouveau-Brunswick (avec une réduction notable en Ontario).

Les répartitions sont similaires avec les scénarios composites (94 % et 80 %). Ces scénarios donnent lieu à des réductions majeures des émissions de NO_x et SO_2, surtout de SO_2 en Nouvelle-Écosse, où plus de 80 % de ces émissions seraient éliminés. D'après le tableau C-8, les autres scénarios donnent les mêmes résultats.

Il convient de souligner que la majeure partie des émissions de NO_x et SO_2 en amont serait concentrée en Alberta, en Colombie-Britannique et en Nouvelle-Écosse (par ordre décroissant des impacts), c'est-à-dire dans les grandes provinces productrices de gaz naturel. Il y aurait des émissions dans les stations de compression pour le transport et la distribution du gaz, le long des gazoducs livrant le gaz aux utilisateurs, mais la majeure partie des émissions en amont seraient associées à l'extraction et au traitement. Les émissions de NO_x dans l'industrie du gaz naturel sont attribuées à hauteur d'environ 79 %

à l'extraction et au traitement, et de 21 % au transport et à la distribution.[46] Cette proportion donne un total de 10 400 t/an de NO_x pour les provinces productrices de gaz, soit environ 8 450 t/an pour l'Alberta et 1 950 t/an pour la Colombie-Britannique, si l'on se base sur les données correspondant à l'« industrie du pétrole et du gaz en amont » dans l'Inventaire national des émissions de 1995. Ces valeurs correspondent à des accroissements des émissions provinciales de NO_x d'environ 1 % en Alberta et 0,7 % en Colombie-Britannique. Les augmentations seraient moindres dans plusieurs autres provinces.

De même, si l'on répartit les émissions de SO_2 en amont selon les données correspondant à l'« industrie du pétrole et du gaz en amont » dans l'Inventaire national des émissions de 1995, environ 71 % des émissions de SO_2 en amont se produiraient en Alberta, et 26 % en Colombie-Britannique. Il faudrait donc ajouter environ 15 000 t/an à l'inventaire des émissions de SO_2 de l'Alberta (soit une augmentation de 2 % par rapport aux données de 1995). De même, les émissions de SO_2 en Colombie-Britannique augmenteraient de 5 500 t/an (3 %). Les augmentations seraient moindres dans plusieurs autres provinces.

Il convient d'admettre que dans cette analyse simplifiée, un certain nombre de facteurs ont été ignorés. Les émissions fugitives en amont, provenant des diverses sources de combustible, constituent l'un de ces facteurs. Seules les émissions gazeuses en amont ont été considérées dans cette analyse. Les émissions fugitives de matières particulaires associées à la production et à l'utilisation du charbon font généralement l'objet de mesures de contrôle, mais elles peuvent parfois être appréciables. De telles émissions se composent généralement de particules supérieures à PM_{10} et, partant, leurs impacts sur la santé sont moins préoccupants. De même, on n'a pas tenu compte des émissions de matières particulaires associées à l'extraction du gaz et au torchage. Ces dernières changeront de façon appréciable, par exemple, lorsque l'Alberta mettra en application sa décision récente d'éliminer un jour le torchage, purement et simplement. On ne pense pas que l'un ou l'autre de ces facteurs influerait de façon notable sur l'analyse.

Comme nous l'avons mentionné précédemment, l'importance des impacts associés aux émissions atmosphériques varient considérablement en fonction du lieu. Globalement, les impacts sur les populations urbaines sont numériquement plus importants que dans les régions rurales ou les régions moins densément peuplées. Les impacts dans les régions urbaines situées dans les bassins atmosphériques critiques (Vancouver, sud de l'Ontario, sud des provinces de l'Atlantique) peuvent être considérés plus importants que dans d'autres régions urbaines.

Dans le tableau C-10, les impacts des émissions dans les régions urbaines sont indiqués seulement pour le scénario de référence avec limitation à 94 % des niveaux de 1990. Les impacts en milieu urbain ont été définis en classant les centrales individuelles utilisées dans la modélisation détaillée des différents scénarios, à l'aide du modèle MARKAL, dans deux groupes, « urbain » et « non-urbain ». Les installations situées près de grands centres urbains, particulièrement celles situées au vent par rapport au centre, ont été répertoriées. Le tableau C-9 indique les réductions d'émissions correspondant à des variations des niveaux de production de ces centrales. Étant donné que les nouvelles

---

[46] 1990 Air Emissions Inventory for the Canadian Natural Gas Industry, *Association canadienne du gaz, Comité permanent de l'environnement, octobre 1994.*

installations qui remplaceront les installations existantes seront pour la plupart relativement plus propres, il n'a pas été tenu compte de ces nouvelles installations dans cette classification approximative. Comme le montre le tableau C-10, les principales réductions d'émissions en milieu urbain sont observées en Alberta (Edmonton) et dans le sud de l'Ontario. De ces deux régions, seul le sud de l'Ontario est considéré actuellement comme critique du point de vue de la gestion du smog. Par conséquent, les réductions d'émissions dans le sud de l'Ontario sont probablement les plus importantes en ce qui a trait à la réduction des impacts sur la santé. Les augmentations générales des émissions indiquées pour la Colombie-Britannique ne devraient pas se produire dans les régions urbaines, puisque, d'après le modèle MARKAL, il n'y aurait pas de changement dans l'activité de la centrale au gaz à Vancouver. Suite à l'imposition d'objectifs de réduction des émissions de GES, les nouvelles centrales en Colombie-Britannique seraient probablement construites en dehors du bassin atmosphérique critique de la basse vallée du Fraser.

Les réductions appréciables des émissions de NO_x et SO_2 dans les régions moins peuplées et les régions rurales de l'Alberta, de la Saskatchewan, de l'Ontario, du Nouveau-Brunswick et de la Nouvelle-Écosse auront probablement une incidence importante aux chapitres du TGDPA et des pluies acides. Ce sera surtout le cas pour l'Ontario, le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Écosse.

Tableau C- 10

Scénario : Impact des centrales thermiques en milieu urbain pour le scénario de référence avec une réduction de 6 %, par rapport au scénario sans limitation / année : 2010

Émissions (1000 tonnes)	C.-B.	ALB.	SASK.	MAN.	ONT.	QC	T.-N.	N.-B.	N.-E.	I.-P.-E.	CANADA
NO_x											
Charbon (conventionnel)		-10,3			-7,3						-17,6
Gaz (CVS)											0,0
Gaz (TGCS)											0,0
Cogénération											0,0
Gaz (TGCC) -SCR ou faibles NO_x											0,0
Gaz - total											0,0
Mazout								-0,9			-0,9
Biomasse											0,0
Total	0,0	-10,3	0,0	0,0	-7,3	0,0	0,0	-0,9	0,0	0,0	-18,5
SO_2											
Charbon (conventionnel)		-18,2			-11,6						-29,8
Gaz (CVS)											0,0
Gaz (TGCS)											0,0
Cogénération											0,0
Gaz (TGCC) -SCR ou faibles NO_x											0,0
Gaz - total			0,0								0,0
Mazout								-4,3			-4,3
Biomasse											0,0
Total	0,0	-18,2	0,0	0,0	-11,6	0,0	0,0	-4,3	0,0	0,0	-34,1
PM primaires (PM10)											
Charbon (conventionnel)		-1,1			-0,8						-1,9
Gaz (CVS)											0,0
Gaz (TGCS)											0,0
Cogénération											0,0
Gaz (TGCC) -SCR ou faibles NO_x											0,0
Gaz -total											0,0
Mazout								0,0			0,0
Biomasse											0,0
Total	0,0	-1,1	0,0	0,0	-0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-2,0
PM secondaires (PM2,5)											
Charbon (conventionnel)		-0,4			-1,4						-1,8
Gaz (CVS)											0,0
Gaz (TGCS)											0,0
Cogénération											0,0
Gaz (TGCC) -SCR ou faibles NO_x											0,0
Gaz -total											0,0
Mazout								-0,2			-0,2
Biomasse											0,0
Total	0,0	-0,4	0,0	0,0	-1,4	0,0	0,0	-0,2	0,0	0,0	-2,1

Autres impacts

Les autres impacts les plus importants seront liés aux nouveaux projets, notamment à la construction de centrales hydroélectriques et de lignes de transport. Il y aura également des impacts liés à la construction de nouvelles centrales à cycle combiné ainsi que, dans certains scénarios, de nouvelles installations éoliennes et, dans une moindre mesure, de nouvelles centrales à la biomasse.

Dans le scénario de référence, une réduction de 6 % des émissions de GES se traduira par une augmentation de 600 MW de la capacité hydroélectrique d'ici 2010, par rapport à ce qui se passerait sans limitation des émissions. La majeure partie de cette augmentation concernerait le Québec et, dans une relativement faible mesure, Terre-Neuve. On ne dispose d'aucune information sur les projets particuliers qui sont concernés ni sur leurs impacts. Toutefois, si l'on se base sur les exigences moyennes, ces projets pourraient se traduire par l'inondation de 20 000 hectares.

D'autres scénarios font intervenir des projets hydroélectriques dans d'autres provinces : le projet Rapids/Wintego en Saskatchewan, avec ses 19 000 ha inondés; une nouvelle centrale hydroélectrique en Colombie-Britannique, dont le Site C éventuel, avec ses 4 400 ha inondés, et certains projets additionnels au Manitoba et en Ontario (sans inondation dans ce dernier cas). Il pourrait également se construire plus de centrales hydroélectriques au Québec et à Terre-Neuve que dans le scénario de référence.

La plupart des scénarios prévoient la construction de nouvelles lignes de transport, non seulement pour transporter l'électricité produite dans de nouvelles centrales particulières, mais aussi pour permettre le commerce interprovincial. Dans le scénario de référence, c'est en Alberta que les ajouts sont les plus importants. Dans d'autres scénarios, c'est en Colombie-Britannique, en Saskatchewan, au Manitoba et en Ontario que l'on observe des ajouts importants. Dans les scénarios avec stockage accru du CO_2, on observe une réduction des constructions de lignes de transport, surtout en Alberta. Les exigences relatives aux emprises et les impacts des projets concernés ne sont pas connus expressément.

On n'observe pas d'augmentation de la capacité éolienne dans le cas du scénario de référence avec une réduction de 6 % des émissions de GES, mais, dans d'autres scénarios et pour un plus haut taux de réduction, il y a effectivement augmentation. Par exemple, dans le scénario composite avec réduction de 6 %, il y aurait augmentation de quelque 10 000 MW de la production d'origine éolienne à travers le Canada. La superficie occupée par les nouvelles installations serait de l'ordre de 80 000 hectares. Dans tous les scénarios, on constate une augmentation considérable des installations à cycle combiné. Cependant, comme nous l'avons souligné précédemment, ces nouvelles installations (comme les nouvelles centrales alimentées à la biomasse) seraient généralement situées sur des terrains industriels, avec des impacts additionnels relativement mineurs.

Tableau C-11

Inventaire national des émissions de polluants atmosphériques communs, par province

Principales émissions par province dans l'Inventaire national des émissions 1995 (t/a)

Province	NOx			SO2			PM10			PM2,5		
	Prod. élec.	Province	% prod. élec.	Prod. élec.	Province	% prod. élec.	Prod. élec.	Province	% prod. élec.	Prod. élec.	Province	% prod. élec.
C.-B.	4172	263914	1,6 %	369	176111	0,2 %	454	302850	0,1 %	427	175188	0,2 %
ALB.	90734	653319	13,9 %	13047	608100	21,5 %	8973	1580470	0,6 %	8777	268963	3,3 %
SASK.	47509	214491	22,1 %	108536	131100	82,8 %	21669	733883	3,0 %	7309	172598	4,2 %
MAN.	907	109073	0,8 %	1361	365475	0,4 %	421	407311	0,1 %	210	133016	0,2 %
ONT.	59399	555884	10,7 %	74730	632762	11,8 %	1680	1044515	0,2 %	719	260020	0,3 %
QC	1286	383144	0,3 %	283	373647	0,1 %	30	646483	0,0 %	24	177298	0,0 %
N.-B.	16550	62657	26,4 %	67330	115542	58,3 %	174	124488	0,1 %	120	35167	0,3 %
N.-É.	24330	73060	33,3 %	134883	167071	80,7 %	458	114813	0,4 %	281	34569	0,8 %
T.-N.	3690	42658	8,7 %	15704	65014	24,2 %	897	102189	0,9 %	656	30861	2,1 %
Î.-P.-É.	141	7977	1,8 %	294	2547	11,5 %	15	24315	0,1 %	12	4921	0,2 %
10 PROV	248718	2366177	10,5 %	533961	2637369	20,2 %	34771	5081317	0,7 %	18535	1292601	1,4 %
CANADA*	254985	2463971	10,3 %	534323	2653571	20,1 %	34874	5370694	0,6 %	18633	1519149	1,2 %

* Les chiffres pour le Canada comprennent les émissions du Yukon et des T. N.-O.

Résumés des impacts de certains projets hydroélectriques[47]

Projet hydroélectrique de la rivière Kokish (BC Hydro) (16 MW)

Inondation et autres impacts sur les terres

Il n'y aura pas d'inondation, mais il faudra sacrifier 8,8 hectares pour les installations et la ligne de transport. La ligne de transport mesurera 0,5 km de long et 30 m de large. Le terrain requis pour le projet est actuellement utilisé à des fins récréatives et il est important pour les Premières nations. Voici un résumé des impacts sur les ressources :

- Végétation
  - Une espèce de la liste rouge (*Geum Schofieldii*) pousse sur les terres concernées. L'effet sur cette espèce serait minime. Il se peut qu'il y ait aussi quelques espèces de la liste bleue qui pourraient être affectées par la construction de routes si aucune étude préalable n'est menée. Il faudra couper 0,519 ha de vieux peuplement et sacrifier 0,195 ha de plaines d'inondation.
- Faune
  - Le défrichage modifiera 5,5 ha d'habitat; cependant, les impacts sur des espèces telles que le vautour et l'algue marbrée devraient être négligeables.

Débit et qualité de l'eau

- Poissons
  - Trois espèces de poisson importantes dans la région seront modérément affectées en raison des faibles débits qui rendront l'accès aux tronçons supérieurs plus difficile. Le saumon kéta et le saumon rose, dans la partie inférieure de la rivière, pourraient être affectés par l'accumulation de limon consécutive aux activités et/ou par des variations à court terme du débit.
- Végétation
  - Les espèces suivantes de la liste bleue seront affectées par la faiblesse des débits dans certains tronçons de la rivière : *douglasia laevigata*, isopyre de la Reine-Charlotte, *ligusticum calderi*, *lophochlaena refracta*, *senecio moresbiensis*, fougère à moustache et *viola biflora*. Les fluctuations du débit pourraient également avoir une incidence sur le *geum schofieldii*. L'accroissement de la population de *lythrum salicaria* consécutif à un accroissement de l'habitat disponible aura des répercussions positives.

Impacts sur la collectivité

- Premières nations
  - Les terres et les ressources affectées par le projet ont une grande valeur pour les Premières nations qui ont déjà engagé des réclamations territoriales ou qui

---

[47] *Étude préparée pour la Table de l'électricité du Processus national sur le changement climatique par Marvin Shaffer & Associates Ltd. et Alchemy Consulting Inc., 1er juin 1999. Le calendrier de travail de la Table n'a pas permis à cette dernière d'examiner ou d'adopter les résultats de cette étude.*

pourraient le faire. La bande de Nimpkish s'est montrée prête à participer au projet.

Projet Peace, Site C (BC Hydro) (900 MW)

Inondation et autres impacts

Environ 4 400 hectares de terres seront inondés. Il faudra construire une ligne de transport du Site C à Peace Canyon. Cette ligne de transport sera longue de 76 km et suivra une emprise existante, mais élargie, ce qui occupera 560 ha supplémentaires.

Impacts sur les ressources

- Faune
  - Le projet aura des impacts sur les populations locales de cerfs mulets, d'orignaux et de gélinottes à fraise, et éventuellement sur les populations de cerfs de Virginie et d'élans. Aucune de ces espèces n'appartient aux listes rouge ou bleue. Divers animaux à fourrure et animaux carnivores sont présents dans la région étudiée.
- Oiseaux aquatiques
  - Diverses espèces d'oiseaux aquatiques migrateurs sont présentes dans la région étudiée.
- Poissons
  - Les principales espèces aquatiques présentes sont les suivantes : ménomini de montagne, ombre arctique, truite arc-en-ciel, grand corégone et doré jaune. Il y a également des meuniers rouges, des meuniers à grandes écailles, des meuniers noirs et des sauvagesses du nord. Certaines populations de poissons pourraient augmenter (grand brochet), d'autres pourraient rester stables (ménomini de montagne, ombre arctique), tandis que d'autres encore pourraient diminuer en raison d'une pêche sportive accrue (omble à tête plate, sur la liste rouge).

Impacts sur l'utilisation des ressources

- Forêts
  - 950 hectares de forêts exploitables seront inondés (approximativement une semaine d'approvisionnement pour une scierie moyenne dans la région). Tout le bois commercialisable sera récolté avant l'inondation.
- Archéologie et patrimoine
  - 112 des 241 sites patrimoniaux connus qui se trouvent dans la zone étudiée seront directement touchés par l'inondation.
- Loisirs et tourisme
  - On s'attend à ce que les possibilités récréatives sur certains tronçons de la rivière et sur les îles diminuent. Des possibilités de navigation de plaisance et de canotage seront perdues, mais les gens pourraient se tourner vers les activités aquatiques fixes. Les eaux agitées et les fluctuations du réservoir

pourraient nuire aux activités récréatives. On ne s'attend pas à une baisse du tourisme dans la région et le projet pourrait même attirer quelques touristes.

- Premières nations
  - Les représentants des Premières nations ont soulevé les problèmes suivants : perte d'habitat et baisse résultante de la population d'orignaux (les orignaux occupent une grande place dans leur alimentation); accroissement de la pression associée à la chasse sportive si une route est construite sur le barrage.

Débit et qualité de l'eau

- On s'attend à ce que la température de l'eau augmente d'environ 2 à 3 degrés centigrades en été. On s'attend à une perte d'aires de ponte le long de la rivière Moberly et du ruisseau Lynx.

Impacts sur la collectivité

- Environ 25 familles seront déplacées en raison de l'inondation.
- L'afflux de travailleurs pendant la construction pourrait avoir un impact sur la communauté de Fort St. John.

Extension de Waneta (BC Hydro) (380 MW)

Inondation et autres impacts sur les terres

- Il n'y aura pas d'inondation. Toutefois, il faudra sacrifier environ 27 hectares : 6 ha pour le déversoir et quelque 21 ha pour les installations de transport.

Débit et qualité de l'eau

- L'esturgeon sera probablement affecté, à cause de débits accrus au-dessus du tourbillon Waneta qui offre un habitat important. L'accroissement du débit pourrait nuire à la formation d'habitat, réduire le lessivage normal ou provoquer une sédimentation accrue. La perte d'habitat et la confiscation d'habitat auront probablement des incidences sur les espèces en aval.

Impacts sur la collectivité

- Des impacts à court terme sur certaines infrastructures communautaires pourraient se faire sentir pendant la construction.

Extension de Brilliant (BC Hydro) (150 MW)

Inondation et autres impacts sur les terres

- Il n'y aura pas d'inondation. Il faudra sacrifier environ 3 hectares pour la construction de l'extension de la centrale et 6 hectares pour le transport.

Débit et qualité de l'eau

- On trouve deux espèces de la liste rouge (naseux d'Umatilla, esturgeon blanc) et une espèce de la liste bleue (chabot à tête courte) en aval du barrage Brilliant sur le fleuve Kooteney. L'extension de Brilliant ne devrait pas avoir d'incidence sur le maintien de ces espèces ou d'autres espèces.
- Il ne devrait pas y avoir de changement important en ce qui concerne l'aspiration de poissons dans les turbines. Le sens du changement (augmentation ou diminution) n'est pas connu avec certitude.
- Parmi les avantages, citons la réduction de la concentration en gaz totaux dissous consécutive à une diminution du volume et de la fréquence des déversements, qui favorisera la reproduction des poissons.

Projet Rapids/Wintego (SasksPower) (330 MW)

Inondation et autres impacts sur les terres

Environ 19 000 ha de terres seront inondés. À l'heure actuelle, les activités dominantes sur ces terres sont la pêche et la trappe. Il faudra également construire une ligne de transport de 320 km à partir du site de Beatty (Saskatchewan), avec une emprise de quelque 30 à 50 m de large. Une nouvelle route d'approximativement 46 km sera aussi nécessaire.

Impacts sur les ressources

- Poissons
  - Les populations de poissons blancs, corégones, ciscos, cisco splanctonophages et touladis augmenteront à la suite de l'inondation, en raison de l'allongement des saisons de croissance, de la stratification thermique et de l'apparition de nouvelles aires de ponte. Il y aura diminution de la population de poissons d'eau peu profonde tels que le doré jaune et le grand brochet, en grande partie à cause d'un raccourcissement de la saison de croissance.
  - La construction de voies d'accès pourrait entraîner le colmatage des aires de ponte des poissons.
- Faune
  - Les populations de certaines espèces de petits oiseaux vivant sur les rivages pourraient augmenter en raison de l'extension du rivage. L'inondation entraînera une réduction de la population d'aigles à cause de la réduction de leur habitat et les aigles à tête blanche connaîtront une diminution de leur source de nourriture au printemps. Les populations de canards résidentes diminueront également à la suite de la perte d'habitat. Les sternes communes se déplaceront temporairement et leur activité reproductrice sera perturbée. La perte d'habitat se traduira par une diminution de la variété d'oiseaux. Les castors subiront également une perte d'habitat.
- Végétation
  - La végétation productive sera remplacée par une végétation de tourbière et de marais moins productive. Certaines espèces rares de plantes aquatiques et de marécages pourraient diminuer en nombre. Une végétation de marais flottante apparaîtra sur des tourbières hautes.
- Oiseaux aquatiques
  - Il y aura perte d'habitat temporaire pour les invertébrés sur les plages et les rivages, et élimination d'habitat pour les oiseaux aquatiques lors de leur halte de printemps.
- Archéologie

- Approximativement 90 %, soit 250 des 281 sites préhistoriques de la région seront inondés. Cinq sites de pictogrammes seront également inondés.

Impacts sur l'utilisation des ressources

- Pêche
  - La capacité annuelle de pêche commerciale passera de 290 500 à 451 200 livres, malgré une diminution du rendement par unité de surface de 3,70 à 2,70 livres/acre/an. Les espèces disponibles pour la pêche commerciale seront la truite et le corégone, de moins grande valeur que les brochets, les dorés jaunes et les corégones actuellement pêchés. Toutefois, le brochet et le doré jaune resteront en assez grand nombre. Grâce aux nouvelles routes, le coût du transport diminuera pour les pêcheurs.
- Forêt
  - On estime que 42 000 000 de pieds cubes de bois commercialisable, d'une valeur de 3,25 M$ (selon les prix de 1974), seront inondés. Cependant, l'impact économique sur l'industrie forestière sera positif car le réservoir permettra d'avoir accès plus tôt à des peuplements commerciaux qui, autrement, seraient restés inexploités pendant de nombreuses années. Si l'on tient compte de la valeur actuelle, les rendements immédiats font plus que compenser les pertes dues à l'inondation.
- Loisirs et tourisme
  - L'accès devenant plus facile et moins coûteux, on s'attend à une augmentation des activités récréo-touristiques (navigation, camping, pourvoiries, chalets, pêche sportive) dans la région du réservoir.
- Exploitation minière
  - Aucune zone de minéralisation importante connue ne sera inondée. L'exploration minérale sera rendue plus facile et moins coûteuse grâce à la construction d'une route et d'un pont au lac Wintego, qui faciliteront également le transport du minerai des futures mines à l'est de la rivière Reindeer, jusqu'à la fonderie de Flin Flon.
- Chasse et trappe
  - On s'attend à un accroissement des activités de chasse et de trappe en raison des nouvelles possibilités d'accès à la région, mais la récolte de certaines espèces diminuera à la suite des impacts sur les ressources.

Mesures d'atténuation proposées

Parmi les mesures d'atténuation proposées, on retrouvera probablement l'excavation des sites archéologiques importants et le défrichage du réservoir. Un ensemble détaillé de mesures d'atténuation n'a pas encore été élaboré.

Débit et qualité de l'eau

Impacts sur les ressources

- Poissons
  - L'accroissement du niveau de l'eau en aval, en automne et en hiver, sera favorable à la reproduction des corégones, des touladis et des ciscos. Une perte d'aires de ponte et d'alimentation aura des répercussions sur certaines espèces de poisson. Suite à une augmentation globale de la nourriture, les populations de poissons augmenteront. Des rabattements hivernaux de plus d'un pied entraîneront un plus haut taux de mortalité des œufs de poisson en incubation. Les fluctuations du niveau de l'eau se traduiront par un changement global dans la composition de la population de poissons en aval.
- Faune
  - La quantité de nourriture en aval pour les ours pourrait diminuer. De faibles fluctuations du niveau de l'eau pendant l'hiver seront favorables aux castors et aux rats musqués, en aval. Suite à une perte d'habitat, la population de loutres diminuera de 25 % et celle de visons, de 25 à 40 %. Deux colonies de sternes communes nicheuses, en aval, seront affectées.
- Végétation
  - Les fluctuations du niveau de l'eau auront des répercussions négatives en aval sur les invertébrés et les plantes du rivage. Les prairies et les marécages qui se trouvent dans les baies peu profondes protégées seront moins étendus que dans le cas d'un régime hydrique naturel.

Impacts sur l'utilisation des ressources

- Loisirs et tourisme
  - Perte d'eaux rapides pour le canotage. La navigation sur la rivière sera facilitée. Le transport sur l'eau commencera plus tard.
- Chasse et trappe
  - La récolte possible, en aval, de castors, rats musqués et visons sera moins importante.

Impacts sur la collectivité

- Pas de déplacement de familles
- Amélioration des infrastructures communautaires grâce à l'amélioration des télécommunications et des routes.
- Stress social accru pendant la construction.

Manitoba Hydro

Projets de la 1ère tranche (les plus rentables; pourraient être mis en œuvre d'ici 2010) (860 MW)

L'ensemble de ces projets se traduira par l'inondation de quelque 4 200 hectares, actuellement utilisés pour la chasse, la trappe et la pêche. Il faudra construire des lignes de transport importantes, dont une ligne de 800 km à l'est du lac Manitoba, de 76 m de large, à travers une forêt boréale et, à l'extrémité sud, sur des terres agricoles.

On s'attend à certains impacts sur les poissons, la faune, les ressources culturelles autochtones, les activités récréatives et l'exploitation agricole. Des mesures d'atténuation seront élaborées dans le cadre d'un processus de planification auquel participeront la nation Cree et d'autres parties concernées.

Projets de la 2ième tranche (pourraient être mis en œuvre d'ici 2015) (1 465 MW)

L'ensemble de ces projets se traduira par l'inondation de quelque 2 000 hectares. Il faudra prolonger la ligne de transport construite pour la première tranche de quelque 250 km. À l'heure actuelle, les activités sont limitées sur les terres concernées et il n'y aura aucun déplacement de familles. On s'attend à certains impacts sur les poissons, la faune, les ressources archéologiques et les activités récréatives. Là encore, des mesures d'atténuation seront élaborées dans le cadre d'un processus de planification auquel participeront la nation Cree et d'autres parties concernées.

Hydro-Québec

Les projets prévus se traduiront par l'inondation de 350 000 hectares, pour un accroissement de capacité d'approximativement 9 000 MW, avec une énergie de 40 TWh. Quarante pour cent de cette électricité proviendra de centrales qui existent déjà, le reste étant produit dans de nouvelles centrales. Des ententes de partenariat seront signées pour l'élaboration de stratégies d'atténuation des impacts et pour le partage des avantages (y compris, éventuellement, la propriété locale).

Marvin Shaffer & Associates Ltd. et Alchemy Consulting Inc., 1er juin 1999

ANNEXE D - LISTE DES MEMBRES DE LA TABLE ET DES CONSULTANTS

PRÉSIDENT(S)

Rick Hyndman

Richard Drouin

GOUVERNEMENTS

Mike Cleland

SMA, Secteur de l'énergie, Ressources naturelles Canada

suppléant, John Lowe

Jacques Lebuis

SMA, Secteur de l'énergie, Ministère des Ressources naturelles du Québec

suppléant, Claude Desjarlais

Doug MacCallum

Conseiller en politique principal, Direction de la politique énergétique, ministère de l'Énergie, de la Science et de la Technologie, Ontario

suppléant John Lang, Conseiller, Planification énergétique, Direction de la politique de l'électricité

Don Macdonald

Conseiller principal, Lutte contre le changement climatique, ministère du Développement des ressources, Alberta

Roger McLaughlin

Conseiller en politique principal, Direction du développement de l'électricité, ministère de l'Emploi et de l'Investissement, Colombie-Britannique

suppléant Denise Mullen-Dalmer, Directrice, Direction du développement de l'électricité, ministère de l'Emploi et de l'Investissement, Colombie-Britannique

ENTREPRISES DE SERVICES PUBLICS

Osmundo Betancourt

Directeur, Environmental Policy and Programs, Nova Scotia Power Inc.

David A. Balser

Gestionnaire, Corporate Environment, BC Hydro

suppléant, John Rich, BC Hydro

Angelo Castellan

Gestionnaire principal, Environmental Affairs, Ontario Power Generation

David Kiell

Directeur, Environmental Services and Properties, Newfoundland and Labrador Hydro

suppléant, Stephen R. Goudie, Newfoundland and Labrador Hydro

Ian Shepanik,

Gestionnaire, Power Portfolio and Business Planning, SaskPower

Bob Page

Vice-Président, Sustainable Development, TransAlta Utilities

suppléant, Paul Vickers, TransAlta

Jean-Étienne Klimpt

Directeur, Environnement, Dir. princ. Planification stratégique, V-p Planification stratégique et Développement des affaires, Hydro-Québec

suppléant, Serge Bernard, Hydro-Québec

Eduard Wojczynski

Gestionnaire, Resource Planning & Market Analysis, Manitoba Hydro

suppléant, Robert Witzke, Manitoba Energy & Mines

PRODUCTEURS D'ÉLECTRICITÉ INDÉPENDANTS et ENTREPRISES D'EXPLOITATION DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

Guido Bachmann

Independent Power Producers Society of Alberta,

suppléant, Steve Probyn, IPPS of Ontario

Aleck Dadson

Directeur, Government Affairs, Enron Capital & Trade Resources Canada Corp.

suppléant, Bruce Vernon, BC Gas

Fred Gallagher

Directeur gérant, Vision Quest Windelectric Inc

suppléant Jeff Passmore

Richard Legault

Président, Helimax Energy/ Hélimax Énergie inc.

ORGANISATIONS ENVIRONNEMENTALES

Tom Marr-Laing

Directeur, Energy Watch Program, Pembina Institute

suppléant, Marlo Raynolds, Directeur, Eco-Efficient Technologies Program, Pembina Insititute

Christine Elwell

Analyste principal en matière de politiques

Sierra Club du Canada

suppléant, John Bennet

Dominique Neuman

Directeur exécutif/Executive Director

Stratégies Énergétiques (S.É.)/ Energy Strategies (E.S.)

AUTRES EXPERTS

Pierre Guimond

Conseiller principal, Relations avec les gouvernements, Association canadienne de l'électricité

Gaetan Lafrance

professeur à l'Institut national de la recherche scientifique-énergie

Jim Bowman

Gérant, Ventes nucléaires, Babcock and Wilcox

suppléant, Murray Stewart, Association nucléaire canadienne

Howard Ratti

Vice-Président, Corporate Development, Luscar Limited

suppléant, Roger Shaneman, Luscar Limited

Paul Scholfield

Conseiller principal, Power Systems, GE Canada

suppléant, John A. Beadle, Table de concertation nationale sur l'électricité

OBSERVATEURS GOUVERNEMENTAUX/PERSONNES-RESSOURCES

Bob Dubreuil

Direction du pétrole et de l'énergie, ministère de l'Énergie et des Mines du Manitoba

Frank Mourits

Spécialiste principal, charbon, Secteur des minéraux et des métaux, Ressources naturelles Canada

Phyllis Odenbach-Sutton

Politique de l'impôt, Finances Canada – était disponible pour fournir des conseils sur les questions d'impôt

suppléant, Bill Toms

Ross White

Direction générale de la prévention de la pollution atmosphérique, Environnement Canada

suppléant, Geoff Ross

Gerry Wright

Direction des technologies de fabrication et de transformation, IndustrieCanada

suppléant, Chris Morris, Industrie Canada

Larry Strachan

Directeur, Environmental Approvals Manitoba

Contact avec le Secrétariat national du CCNPA

suppléant, Eric Lawton (Ontario)

CONSULTANTS

Michael Margolick – Entrepreneur général, document préliminaire sur les options

Global Change Strategies International (GCSI)

Richard Loulou/ Amit Kanudia – Modélisateurs

Consultants en Recherche Opérationelle Haloa Inc.

Marvin Shaffer/ Robert Caton – Autre rapport sur les impacts environnementaux

Marvin Shaffer & Associates Ltd. et Alchemy Consulting Inc.

Denis Tanguay – Recherche documentaire

Le Groupe CORTAN

AGRA Monenco – *Évaluation des coûts et des caractéristiques des technologies des combustibles fossiles pour la production d'électricité*

Cleghorn & Associates Limited et Acres International Limited – *Évaluation des coûts et des caractéristiques de la production d'électricité*

Hagler Bailly Canada avec J.P. Bayne de Bayne Advisors– *Évaluation des coûts et des caractéristiques du transport – Prévisions provinciales de la charge*

OCL Services Group – *Évaluation des coûts et des caractéristiques des technologies nucléaires pour la production d'électricité*

Process Control Engineering Ltd. (PCEL) – *Évaluation des coûts et des caractéristiques des technologies éolienne, solaire et bioénergétique pour la production d'électricité*

T.J. McCann and Associates Ltd., en association avec Clearstone Engineering Ltd. – *Estimation des émissions de GES sur le cycle complet associées à la production d'électricité*

SECRETARIAT DE LA TABLE

Rachel Goodenough, Ressources naturelles Canada

Lisa Jackson, Ressources naturelles Canada

Debi Lapierre, Ressources naturelles Canada

Renée Neveu, Ressources naturelles Canada

Doreen Tessier, Ressources naturelles Canada